



Universidad Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática

Proyecto Fin de Carrera

**Sintonización de Estabilizadores de Potencia (PSS) en  
Sistemas Multimáquina.**

Autora:

**Isabel Suárez Gómez**

Director:

Carlos Fabián Gallardo Quingatuña

Madrid, Julio 2009

## **Agradecimientos**

Quisiera dedicar este Proyecto que con tanto esfuerzo, físico y mental, he conseguido terminar:

En primer lugar, a mi director Carlos Gallardo, por toda su ayuda, dedicación y comprensión, que han hecho posible este trabajo.

En segundo lugar, a mi gente, que me ha ofrecido apoyo incondicional en todo momento:

A mi madre, hermana y mi familia, por soportar los momentos de desánimo y levantarme.

A mis compañeros y amigos: Rebe “Pul”, Alex “Coco”, Manolo, Emilio, Juana, Raúl, Elena, Azu, Javi, Antonio, Héctor, José María, Marta, David, Montse, Fanny, Ana, Laura, Pepe, Irene, Sara, Anita... porque en todo momento han tenido una palabra de aliento para mí, por hacerme fáciles los momentos duros.

A la Secta: Paco, Esther, Marta, Juampi, Víctor, Isidro, Victorcillo... porque se lo debía.

A Iván, porque ha sabido combatir con grandes dosis de paciencia y amor los malos ratos y por esos fines de semana solitarios.

Por último, debo hacer una mención especial a Ely, porque este trabajo es el fruto de su inagotable insistencia.

Gracias a todos.

## Resumen

La presentación de este trabajo se centra en el análisis de la estabilidad de los sistemas de potencia multimáquina y las oscilaciones que experimentan cuando se encuentran interconectados entre sí mediante líneas de transmisión de gran longitud o extremadamente débiles.

En la primera parte del trabajo, desarrollada en el Capítulo 4, se realiza un análisis de pequeña señal a un sistema eléctrico, en distintas condiciones de operación, que se corresponden con distintas demandas energéticas reales: Punta, Valle, Llano. El estudio realizado consiste en la búsqueda de un punto de operación estable a partir de un sistema con modos de operación poco amortiguados. El sistema analizado es un modelo reducido basado en la red de 345 kV del Noreste de EEUU, conocido como Sistema New England, al que se le han añadido algunas modificaciones.

Tras este análisis, en la segunda parte del trabajo, desarrollada en el Capítulo 5, se propone una metodología de control mediante la aplicación, sintonización y coordinación de Estabilizadores de Sistemas de Potencia (PSS), para la amortiguación de los modos de oscilación que con más frecuencia se dan en este tipo de sistemas, las oscilaciones entre-plantas y locales. Esta metodología se aplica en el caso concreto de demanda Valle, donde se detectan modos poco amortiguados. El proceso consiste en aplicar, mediante Ensayo y Error, pequeñas modificaciones a los parámetros del sistema con el fin de modificar en el plano complejo los autovalores identificados como poco amortiguados, y desplazarlos así hacia la izquierda del plano. Los parámetros sobre los que se actúa son la ganancia y las constantes de tiempo de los estabilizadores a instalar en los generadores del sistema, elegidos según su Factor de Participación. Una vez seleccionados estos parámetros para cada PSS, se realiza una coordinación global, que llevará al sistema a conseguir un estado estable y amortiguado.

Por último, se realiza una comprobación del funcionamiento de la sintonización de todos los estabilizadores instalados, provocando una falta en uno de los nudos del sistema, y analizando la respuesta de los controladores ante la perturbación generada. Con esta simulación se

demuestra que una buena sintonización y coordinación de estabilizadores en un sistema multimáquina interconectado puede ayudar a mejorar la amortiguación de oscilaciones entreplantas y locales en un punto de operación determinado, y bajo unas condiciones dadas, e influir de alguna manera sobre los modos entre áreas.

Sin embargo, también se demostrará que esta sintonización sólo es válida para el punto de operación elegido, y que si este punto de operación varía, es necesaria una nueva sintonización.

## Índice General

Agradecimientos

Resumen

Índice General

Índice de Figuras

1. Introducción .....	11
1.1. Estabilidad en Pequeña Señal.....	11
1.2. Planteamiento de Objetivos.....	15
1.3. Estructura del Proyecto Fin de Carrera.....	16
2. Antecedentes.....	17
2.1. Clasificación de Estabilidad.....	17
2.2. Análisis de Pequeña Señal.....	28
2.2.1. Modelo de Espacio de Estado.....	28
2.2.2. Análisis de Autovalores y Estabilidad.....	31
2.2.3. Autovectores y Matrices Modales.....	33
2.2.4. Factores de Participación.....	34
2.3. Técnicas y Dispositivos para Amortiguar Oscilaciones.....	35
2.3.1. Estabilizadores de Potencia PSS.....	35
2.3.2. STATCOM.....	38
2.3.3. SVC.....	39
2.3.4. UPFC.....	45
2.4. Sintonización de Estabilizadores de Potencia.....	51
2.4.1. Prueba y Error.....	52
2.4.2. Control Robusto.....	80
2.4.3. Regulador Lineal Cuadrático.....	88
2.4.4. Residuos.....	92
2.4.5. Algoritmos Genéticos.....	98
2.4.6. Partícula Swarm.....	103

3. Modelos del Sistema Eléctrico.....	106
3.1. Sistema New England.....	106
3.2. Modelo del Generador de Rotor Cilíndrico GENROU.....	107
3.3. Modelo del Sistema de Excitación Tipo IEEE DC1A.....	110
3.4. Modelo del Estabilizador IEEEEST.....	113
3.5. Modelo del Controlador de Velocidad TGOV1.....	115
3.6. Modelo de la Carga.....	116
4. Análisis Preliminar de Estabilidad del Sistema.....	118
4.1. Análisis en Pequeña Señal sin PSS.....	119
4.2. Estabilidad Transitoria sin PSS.....	133
5. Metodología para la Sintonización y Coordinación de Estabilizadores de Potencia.....	141
5.1. Análisis en Pequeña Señal con PSS.....	146
5.2. Estabilidad Transitoria con PSS.....	153
5.3. Análisis del Funcionamiento del PSS para Distintas Condiciones de Carga.....	155
6. Conclusiones.....	159
6.1. Conclusiones Relativas a la Sintonización de Estabilizadores de Potencia.....	159
6.2. Aportaciones Originales.....	160
6.3. Sugerencias para Trabajos Futuros.....	160
Apéndices.....	161
A Datos del sistema de New England en PSS/E.....	161
A.1. Datos estáticos del sistema New England (.raw) .....	161
A.2. Datos dinámicos del sistema New England (.dyr) .....	168
B Algoritmo implementado en Matlab.....	169
Bibliografía.....	170

## Índice de Figuras

1. Capítulo 1.....	11
1.1. Oscilaciones entre áreas.....	13
1.2. Oscilaciones locales.....	13
1.3. Oscilaciones entre máquinas.....	13
1.4. Modos de control.....	14
1.5. Modos de torsión.....	15
2. Capítulo 2.....	17
2.1. Clasificación de Estabilidad de un Sistema de Potencia.....	17
2.2. Representación del Espacio de Estado.....	30
2.3. Autovalores y Respuesta Asociada.....	32
2.4. Generador conectado a una barra infinita.....	35
2.5. Estabilizador de Potencia.....	36
2.6. Estabilizador con señal de entrada velocidad, diagrama de bloques del sistema.....	37
2.7. Modelo de estabilizador para aplicación computacional.....	37
2.8. Control de Fase del STATCOM con amortiguación de la oscilación, donde $\alpha$ es el desfase entre la tensión AC del controlador VSC y la tensión en su bus V.....	38
2.9. Sistema de una Máquina con SVC.....	40
2.10. Oscilaciones sin amortiguación .....	42
2.11. Diagrama de Bloques para el análisis de oscilaciones.....	42
2.12. Diagrama Esquemático de un UPFC.....	45
2.13. Esquema Unifilar del sistema de estudio.....	46
2.14. Diagrama de Bloques del sistema de control del UPFC.....	48
2.15. Modos de oscilación de baja frecuencia del sistema estudiado como función de transferencia de potencia (UPFC fuera de servicio) .....	49
2.16. Localización del modo entre-área cuando el controlador de amortiguación entre-áreas auxiliar está activado.....	49
2.17. Estabilizador con Entrada Velocidad. Diagrama de Bloques.....	54
2.18. Modelo Simplificado de Máquina Simple con Bus Infinito.....	54
2.19. Estabilizador de Entrada Potencia: Caso Ideal y Caso Real.....	59
2.20. Test de Margen de Ganancia.....	74
2.21. Implementación Funcional de Velocidad Extra.....	77

2.22.	Mediciones del Espectro en las Peores Localizaciones de Ruido.....	79
2.23.	Efecto del Filtro Torsional Cálculado sobre el Ruido Medido en la Peor Localización para un PSS de Entrada Frecuencia.....	79
2.24.	Estructura del sistema bajo estudio.....	83
2.25.	Diagrama de Bloques del generador y PSS.....	84
2.26.	Sistema de lazo cerrado de control $H_{\infty}$ robusto.....	84
2.27.	Generador j-ésimo con PSS.....	95
2.28.	Efecto de la Compensación del Residuo en el modo i-ésimo del generador j-ésimo.....	96
2.29.	Diagrama de Bloques de la Función de Transferencia de un Sistema Multimáquina.....	100
2.30.	Distribución de Probabilidad de Autovalores.....	104
2.31.	Región de Distribución de Autovalores Deseada.....	105
3.	Capítulo 3.....	106
3.1.	Sistema de New England 10 generadores, 39 nudos modificado.....	106
3.2. a.	Máquina simple, sistema de bus infinito sin AVR.....	109
b.	Máquina simple, sistema de bus infinito sin AVR.....	109
3.3.	Sistema de Excitación Tipo DC1A.....	110
3.4.	Modelo del Estabilizador Tipo IEEEEST.....	113
3.5.	Modelo de la turbina y controlador de velocidad.....	115
4.	Capítulo 4.....	118
4.1.	Requerimiento de amortiguamiento.....	118
4.2.	Autovalores Demanda Valle.....	120
4.3.	Oscilación Demanda Valle.....	120
4.4.	Gráfico de Autovectores Derechos para Demanda Valle.....	121
4.5.	Autovalores Demanda Llano.....	122
4.6.	Oscilación Demanda Llano.....	122
4.7.	Autovalores Demanda Punta Estable.....	123
4.8.	Oscilación Demanda Punta Estable.....	123
4.9.	Autovalores Demanda Punta Inestable.....	124
4.10.	Oscilación Demanda Punta Inestable .....	124
4.11.	Gráfico de Autovectores Derechos para Demanda Punta Inestable. Modo Inestable.....	125



4.12.	Gráfico de Autovectores Derechos para Demanda Punta Inestable. Modo Poco Amortiguado.....	125
4.13.	Autovalores Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	126
4.14.	Oscilaciones Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	127
4.15.	Gráfico de Autovectores Derechos para Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	128
4.16.	Autovalores Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	128
4.17.	Oscilaciones Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	129
4.18.	Gráfico de Autovectores Derechos para Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	129
4.19.	Autovalores Demanda Punta Estable, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	130
4.20.	Oscilaciones Demanda Punta Estable, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	131
4.21.	Autovalores Demanda Punta Inestable, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	131
4.22.	Oscilaciones Demanda Punta Inestable, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	132
4.23.	Gráfico de Autovectores Derechos para Demanda Punta Inestable, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	132
4.24.	Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 30, 31, 32, 33, 34 para Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	133
4.25.	Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 35, 36, 37, 38 para Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	134
4.26.	Gráfico de Conexión entre Áreas para Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	135
4.27.	Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 30, 31, 32, 33, 34 para Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	136
4.28.	Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 35, 36, 37, 38 para Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	136
4.29.	Gráfico de Conexión entre Áreas para Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	137
4.30.	Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 30, 31, 32, 33, 34 para Demanda Punta Estable, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	138
4.31.	Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 35, 36, 37, 38 para Demanda Punta Estable, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	139
4.32.	Gráfico de Conexión entre Áreas para Demanda Punta Estable, Falta en el Nudo 4, sin PSS.....	139

5. Capítulo 5.....	141
5.1. Diagrama de Bloques de Función de Compensación .....	144
5.2. Diagrama de Flujo de la Metodología desarrollada.....	145
5.3. Gráfico de Factores de Participación para Demanda Valle.....	147
5.4. Gráficos de Factores de Participación para Demanda Punta Inestable, modo inestable.....	147
5.5. Gráficos de Factores de Participación para Demanda Punta Inestable, modo entre- áreas.....	148
5.6. Generador Conectado a Bus Infinito.....	149
5.7. Ganancias Óptimas elegidas por Ensayo y Error para la Sintonización de los PSS...149	
5.8. Tabla de Constantes de Tiempo Óptimas elegidas por Algoritmo implementado en Matlab.....	150
5.9. Respuesta en Frecuencia del Generador del Nudo 30. Diagrama de Bode.....	151
5.10. Respuesta en Frecuencia del Generador del Nudo 31. Diagrama de Bode....	151
5.11. Coordinación de todos los PSS.....	152
5.12. Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 30, 31, 32, 33, 34 para Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, con PSS.....	153
5.13. Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 35, 36, 37, 38 para Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, con PSS.....	154
5.14. Gráfico de Conexión entre Áreas para Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, con PSS .....	154
5.15. Oscilaciones Demanda Llano, análisis con PSS.....	156
5.16. Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 30, 31, 32, 33, 34 para Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, con PSS.....	157
5.17. Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 35, 36, 37, 38 para Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, con PSS.....	157
5.18. Gráfico de Conexión entre Áreas para Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, con PSS.....	158

## **1. Introducción.**

### **1.1. Estabilidad en Pequeña Señal.**

En la actualidad los sistemas eléctricos interconectados son sistemas muy grandes, no lineales, con muchos modos de oscilación poco amortiguados. Si el amortiguamiento de estos modos es pequeño o negativo, las oscilaciones resultantes producidas por una perturbación pueden llevar a la pérdida de sincronismo de los generadores ocasionando un malfuncionamiento del sistema y posiblemente un apagón. Además, las oscilaciones demasiado grandes provocan que las tensiones sobrepasen los límites establecidos, los sensores detectan estos cambios y envían señales para que actúen los sistemas de control y protección. Por lo tanto, al salir de operación elementos del sistema, la red se debilita apareciendo problemas como sobrecargas, bajas tensiones, e inestabilidad de tensión.

El sistema está continuamente sujeto a perturbaciones de pequeña magnitud como cambios de carga y generación provocando desequilibrios que causan oscilaciones en el ángulo del rotor de las máquinas síncronas. Por esta razón, estas oscilaciones deben ser amortiguadas ya sea por los elementos de control del sistema, o de alguna otra manera como una actuación directa sobre los parámetros del sistema, con el fin de evitar la pérdida de sincronismo de las máquinas que podría conducir a inestabilidad transitoria [1].

Las perturbaciones inherentes en los sistemas eléctricos provocan desequilibrios entre el par mecánico y el par electromagnético de las máquinas, que se manifiestan en forma de crecientes oscilaciones angulares de algunos generadores que pueden llevar a la pérdida de sincronismo. El cambio en el par electromagnético de una máquina síncrona después de una perturbación está compuesto por un componente sincronizante del par, en fase con la desviación del ángulo del rotor, y un componente amortiguante del par en fase con la desviación de la velocidad [1].

La inestabilidad que puede resultar se manifiesta de dos maneras:

- a) Oscilaciones crecientes del ángulo del rotor debido a la falta de par amortiguante.
- b) Aumento del ángulo del rotor en forma no oscilatoria o no periódica debido a la falta de par sincronizante.

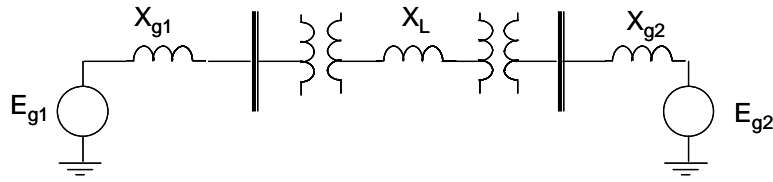
Actualmente el problema de estabilidad de pequeña señal está únicamente asociado con un amortiguamiento insuficiente de las oscilaciones. La inestabilidad no periódica ha sido eliminada, principalmente, con el uso de reguladores de tensión de acción continua en los generadores; sin embargo, este problema puede ocurrir cuando los generadores operan con excitación constante debido a la acción de la intensidad de campo [2].

Las oscilaciones pueden aparecer de tres formas distintas [3]:

- a) Oscilaciones debido a perturbaciones pequeñas: Este tipo de oscilaciones aparecen cuando el modo de amortiguamiento llega a ser negativo, está ocasionado por cambios graduales en las condiciones del sistema.
- b) Oscilaciones debido a perturbaciones grandes: Estas oscilaciones aparecen como consecuencia de la salida de una línea o un generador bajo condiciones desfavorables, ocasionándose con la reducción repentina del amortiguamiento de algún modo del sistema, y
- c) Oscilaciones forzadas: Estas oscilaciones aparecen debido a un funcionamiento en isla del sistema.

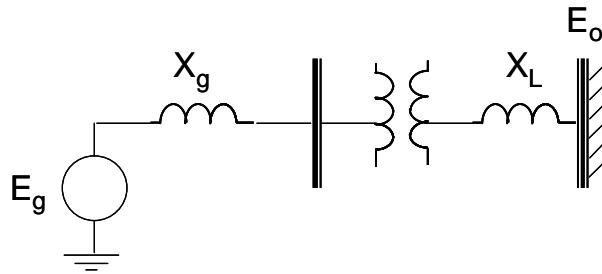
En sistemas eléctricos grandes, los problemas de estabilidad de pequeña señal pueden ser de diferentes tipos [4]:

- a) Modos entre áreas: Estas oscilaciones involucran en un área a un grupo de máquinas que tienen un comportamiento coherente entre ellas y que oscilan en oposición frente a un grupo de generadores en otra área del sistema. Estas áreas están interconectadas por una línea de transmisión que constituye un enlace débil. Estas oscilaciones se encuentran entre **0.2 y 0.7 Hz** [4]:



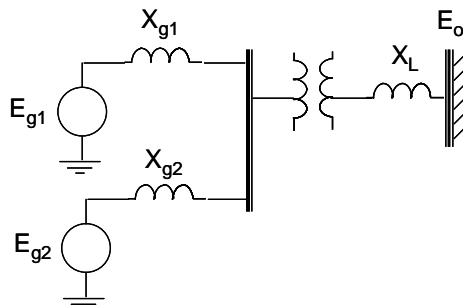
**Fig. 1.1:** Oscilaciones entre áreas.

- b) Modos locales: Una máquina oscilando contra las restantes de la misma área, el término local se usa porque las oscilaciones están localizadas en una central eléctrica o en una pequeña parte del sistema de potencia. Caracteriza a las oscilaciones del ángulo del rotor de un grupo de generación o una central, frente al resto del sistema. En estos problemas de oscilación de tipo local, las oscilaciones se encuentran entre **0.8 y 1.8 Hz** [4]:



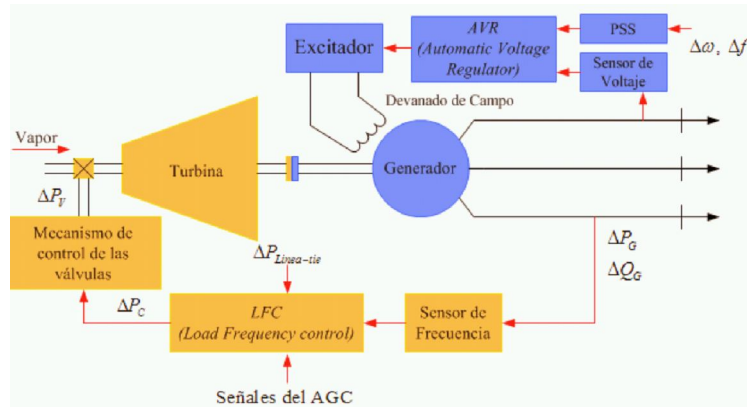
**Fig. 1.2:** Oscilaciones locales.

- c) Modos entre máquinas: ocurren cuando las unidades de una central eléctrica oscilan una contra la otra. Su rango de frecuencia está entre **1.5 y 3 Hz**. Estas oscilaciones son una consecuencia de las interacciones de los controles de las unidades y no de los límites de estabilidad de la transferencia de potencia. En esta clasificación también puede incluirse las oscilaciones entre centrales de generación muy cercanas [4]:



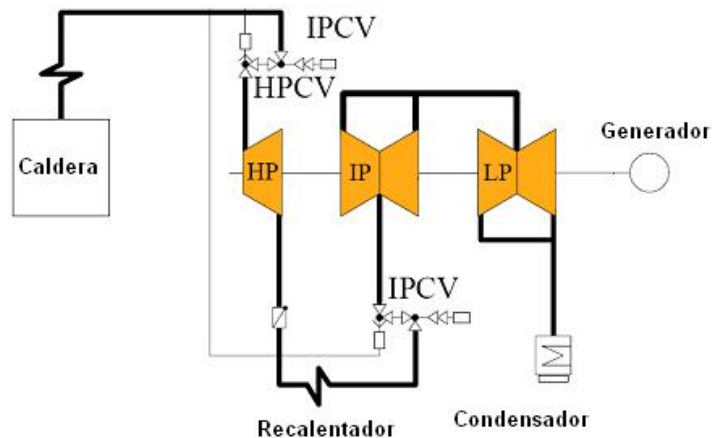
**Fig. 1.3:** Oscilaciones entre máquinas.

- d) Modos de control: Inestabilidades generadas en los propios sistemas de control, tales como reguladores de tensión, reguladores de velocidad y control de tensión en la red. Sus frecuencias de oscilación son **mayores a 4 Hz [4]**:



**Fig. 1.4:** Modos de control.

- e) Modos de torsión: Inestabilidades generadas por interacción de elementos de potencia de la red (compensadores en serie), o elementos de control de la red (controles de sistemas HVDC) con los modos naturales mecánicos de las turbinas. Su rango de frecuencia está entre **10 y 46 Hz [4]**:



**Fig. 1.5:** Modos de torsión.

Este trabajo se concentra en los modos de oscilación locales y entre-máquinas, que son los que aparecen con mayor frecuencia en los sistemas reales, y se analizará el efecto influido en los modos entre-áreas.

## 1.2. Planteamiento de Objetivos.

Aunque se han escrito y existen numerosos estudios que analizan los sistemas eléctricos multimáquina y su estabilidad ante perturbaciones de gran magnitud y de pequeña señal, la utilización de Estabilizadores de Potencia (PSS) como método para amortiguar las oscilaciones provocadas por estas perturbaciones no está muy extendida. Esto se debe principalmente a la dificultad para sintonizar sus parámetros para diferentes condiciones de carga y adaptarlos al sistema, de forma que produzcan un efecto sobre estas oscilaciones, cuyos efectos pueden llegar a dañar componentes del sistema.

En este trabajo, los objetivos propuestos se han fijado principalmente sobre la estabilidad y amortiguación del sistema, incidiendo de forma especial en los modos de oscilación que más se experimentan en sistema eléctricos interconectados: los modos locales y entre-máquinas.

El objetivo principal es conseguir la amortiguación de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia del sistema. Mediante la aplicación de Estabilizadores de Potencia, se actuará sobre las oscilaciones correspondientes a los modos locales y se estudiará la influencia de esta actuación sobre los modos entre-áreas.

Para ello, se utilizarán Estabilizadores de Potencia de entrada velocidad ( $\Delta\omega$ ), recomendados para la amortiguación de oscilaciones locales, y se analizará su ubicación dentro del sistema. Una vez elegidos los generadores donde se instalarán los Estabilizadores de Potencia, se realizará la sintonización de los parámetros correspondientes a estos dispositivos, y la coordinación entre todos los Estabilizadores de Potencia instalados, para comprobar su funcionamiento global en el sistema.

Se presenta en este trabajo el desarrollo de una metodología que engloba pequeña y gran señal, aplicada para la sintonización de PSS instalados en los generadores del sistema de potencia. Con este trabajo se intentará demostrar que con una sintonización y coordinación adecuadas de los Estabilizadores de Potencia es posible amortiguar las oscilaciones provocadas por los modos locales, y así influir de alguna manera en los modos entre-áreas.

### **1.3. Estructura del Proyecto Fin de Carrera.**

El desarrollo del presente proyecto se centra en la siguiente estructura:

Capítulo 2: Representa la base sobre la que se ha centrado este trabajo. En este capítulo se presentan los conceptos fundamentales referidos a la estabilidad de los sistemas de potencia y su clasificación, así como el correspondiente análisis de pequeña señal. Se realiza también un breve estudio sobre las técnicas y dispositivos más utilizados en la actualidad para la amortiguación de oscilaciones. Por último se desarrollan de forma particular los distintos métodos a utilizar para la sintonización de los Estabilizadores de Potencia.

Capítulo 3: En este capítulo se presentan los modelos utilizados para el estudio de pequeña señal.

Capítulo 4: Este apartado presenta una metodología que se aplicará para la coordinación y sintonización de estabilizadores de potencia en sistemas multimáquina, y que consiste en modificar el punto de operación y analizar el sistema bajo distintas condiciones de funcionamiento.

Asimismo se hará un análisis del sistema intacto para averiguar bajo qué condiciones se necesita amortiguación y la intervención de los estabilizadores de potencia.

Capítulo 5: En este capítulo se analizará, como caso concreto, qué ocurre cuando, una vez analizado y amortiguado el sistema para un punto de operación, se produce en él una falta o perturbación. Se estudia de esta forma la reacción de los PSS sintonizados. También se analizará el funcionamiento de los PSS sintonizados y coordinados para un punto de operación diferente del elegido en el análisis particular.



## 2. Antecedentes.

### 2.1. Clasificación de Estabilidad.

La inestabilidad transitoria ha sido el problema de estabilidad más dominante en la mayoría de los sistemas, y también el enfoque de la industria. Al mismo tiempo que los sistemas eléctricos han evolucionado a través de un continuo crecimiento de interconexiones, nuevas tecnologías y controles, e incremento de operaciones en condiciones de gran presión, han ido surgiendo distintas formas de inestabilidad en los sistemas. Problemas como la estabilidad de tensión, estabilidad de frecuencia y las oscilaciones entre-áreas preocupan en la actualidad más que en el pasado. Esta situación ha llevado a la necesidad de revisar la definición y clasificación de estabilidad de los Sistemas Eléctricos.

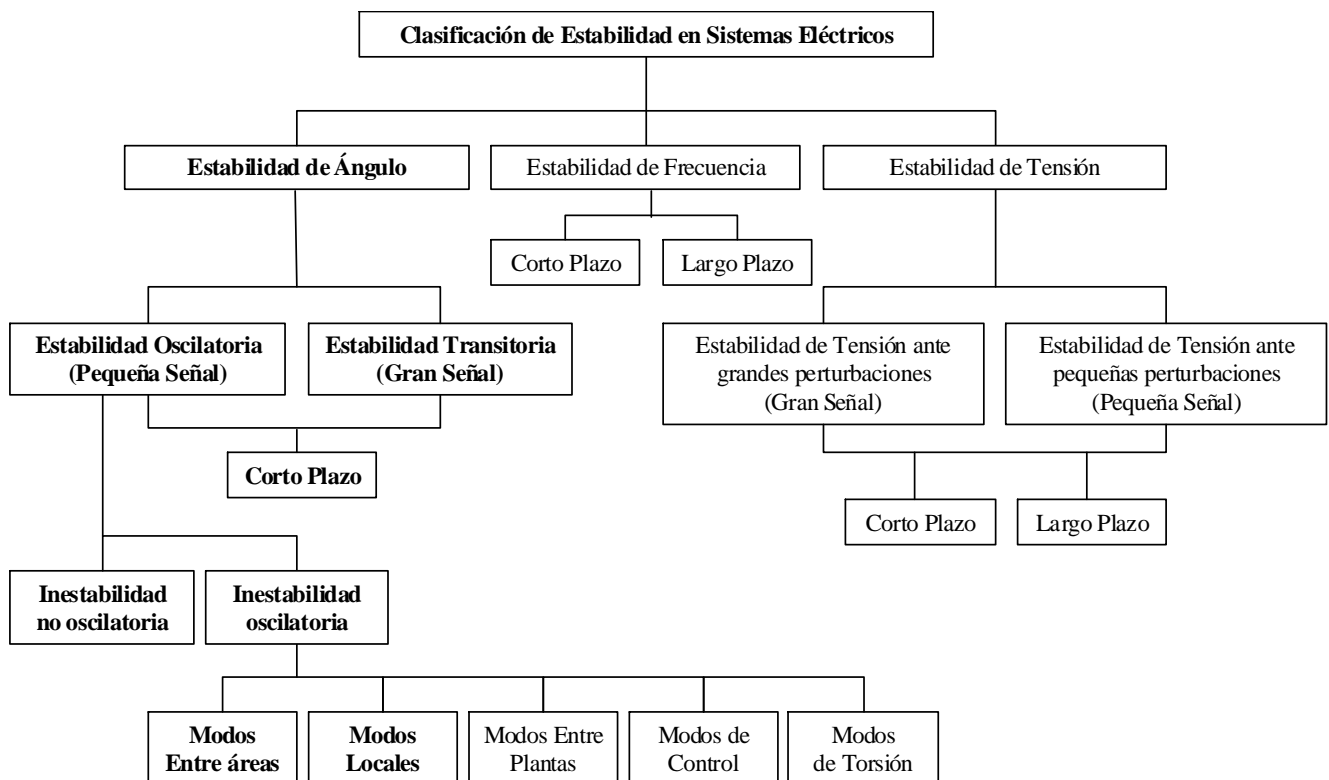


Fig. 2.1. Clasificación de Estabilidad de un Sistema de Potencia

## **Definición de Estabilidad**

### **A) Definición:**

Estabilidad de un Sistema Eléctrico se define como la capacidad de un Sistema de Potencia de recuperar un estado de equilibrio operacional para una condición inicial de operación dada, después de estar sujeto a una perturbación física, con el mayor número de variables acotadas, de tal forma que prácticamente el sistema completo permanezca intacto [2].

### **B) Discusión y Elaboración:**

Un Sistema Eléctrico es un sistema no lineal que opera en un ambiente de cambio constante; las cargas, potencias de salida, y parámetros importantes varían continuamente. Cuando el sistema se somete a una perturbación, su estabilidad dependerá de las condiciones iniciales de operación, así como de la naturaleza de la perturbación. La estabilidad de un sistema es una propiedad del movimiento del sistema alrededor de un equilibrio establecido, esto es, las condiciones iniciales de operación. En un equilibrio establecido, las fuerzas en oposición que existen en el sistema son iguales instantáneamente.

Los sistemas eléctricos están sujetos a un amplio rango de perturbaciones, pequeñas y grandes. Las pequeñas perturbaciones se dan continuamente, en forma de cambios en la carga; el sistema tiene que ser capaz de ajustarse a las nuevas condiciones y operar de forma satisfactoria. También tiene que ser capaz de sobrevivir a numerosas perturbaciones de naturaleza severa, como un cortocircuito en una línea de transmisión, o una pérdida importante del generador. Una perturbación grande podría llevar a cambios estructurales, debido al aislamiento de los elementos responsables de la falta.

En un equilibrio establecido, un sistema podría ser estable para una (gran) perturbación física determinada, e inestable para otra. Sin embargo, diseñar un sistema que sea estable a cualquier posible perturbación no es práctico. Para el diseño, las eventualidades se seleccionan respecto a su alta probabilidad de ocurrencia. De ahí que la estabilidad a grandes perturbaciones siempre se refiere a un escenario de perturbaciones específico.

La respuesta del sistema a una perturbación podría implicar a muchos componentes del equipo. Por ejemplo, una falta en un elemento crítico seguido de su aislamiento por los relés de protección ocasiona variaciones en el flujo de potencia, tensión en los buses, y velocidad del rotor. Cuando se produce variación de tensión, actuarán los dos generadores y reguladores de tensión en la red, cuando varía la velocidad del rotor, actuarán los gobernadores, y las variaciones de tensión y frecuencia afectarán a las cargas. Por tanto, los dispositivos utilizados para proteger equipos individualmente, podrían responder a modificaciones de variables del sistema y causar el disparo del equipo, debilitando de este modo el sistema y posiblemente llevándolo a la inestabilidad.

Si el sistema es estable después de una perturbación, éste alcanzará un nuevo estado de equilibrio conservando la integridad del sistema, es decir, con prácticamente todos los generadores y cargas conectadas a través de un único sistema de transmisión contiguo. Algunos generadores y cargas podrían desconectarse por el aislamiento de los elementos que han fallado, o por un disparo intencionado para preservar la continuidad de operación de la mayor parte del sistema. Los sistemas interconectados, con determinadas perturbaciones severas, también podrían dividirse intencionadamente en dos o más “islas”, para proteger en lo posible tanto la generación como la carga. Las acciones de los controles automáticos y los posibles operarios del sistema restaurarán finalmente el sistema a su estado normal. Por otra parte, si el sistema es inestable, se generará una situación fuera de control; por ejemplo, un incremento progresivo en la separación angular de los rotores de los generadores, o una disminución progresiva de la tensión en los nudos. Una condición inestable en el sistema podría llevar a un apagón en cascada y a un corte de una gran parte del sistema.

Los sistemas eléctricos están continuamente experimentando fluctuaciones de pequeña magnitud. Sin embargo, para evaluar la estabilidad cuando están sujetos a una perturbación específica, generalmente es válido asumir que el sistema está inicialmente en un verdadero estado de operación de régimen permanente.

## **Clasificación de Estabilidad en Sistemas Eléctricos.**

Un sistema eléctrico moderno típico es un proceso multivariable de gran orden, cuya respuesta dinámica está influenciada por una amplia variedad de dispositivos con diferentes características y porcentaje de respuestas. Estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas. Dependiendo de la topología de la red, las condiciones de operación del sistema y la forma de la perturbación, los distintos grupos de fuerzas opuestas podrían experimentar un resistente desequilibrio que conduciría a diferentes formas de inestabilidad.

### **A) Necesidad de clasificación**

La estabilidad es esencialmente un único problema; sin embargo, las distintas formas de inestabilidad que un sistema podría experimentar no pueden ser propiamente entendidas y tratadas de forma efectiva, considerándolo como tal. Debido a la alta dimensionalidad y complejidad de los problemas de estabilidad, analizar tipos específicos de problemas ayuda a hacer suposiciones simplificadas, utilizando un grado apropiado de detalle de la representación del sistema y técnicas analíticas apropiadas. El análisis de estabilidad, incluyendo la identificación de los factores clave que contribuyen a la inestabilidad y la elaboración de métodos para mejorar la operación estable, se facilita enormemente con la clasificación de la estabilidad dentro de categorías apropiadas. Por lo tanto, la clasificación es esencial para un análisis práctico significativo y para la solución de problemas de estabilidad.

### **B) Categorías de Estabilidad**

La clasificación de Estabilidad se basa en las siguientes consideraciones:

- La naturaleza física del modo resultante de inestabilidad, según indica la principal variable del sistema en la que puede ser observada la inestabilidad.
- El tamaño de la perturbación considerada, que influye en el método de cálculo y predicción de estabilidad.
- Los dispositivos, procesos y el espacio de tiempo que tienen que ser tomados en consideración para evaluar la estabilidad.

La **Fig. 2.1** presenta la clasificación de estabilidad, identificando sus categorías y subcategorías. A continuación se describen las diferentes formas del fenómeno de estabilidad.

### **B.1) Estabilidad de Ángulo de Rotor**

La estabilidad de ángulo del rotor se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema interconectado de mantener el sincronismo después de haber sido sujeto el sistema a una perturbación. Depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y par mecánico de cada máquina síncrona del sistema. La inestabilidad que podría resultar se da en forma de incremento de oscilaciones del ángulo de algunos generadores, produciendo una pérdida de sincronismo con otros generadores.

El problema de la estabilidad de ángulo del rotor conlleva el estudio de las oscilaciones electromecánicas en los sistemas eléctricos. Un factor fundamental en este problema es la forma en que varía la potencia de salida de las máquinas síncronas al cambiar sus ángulos del rotor. Bajo condiciones de régimen permanente, existe equilibrio entre el par de entrada mecánico y el par electromagnético de salida, y la velocidad permanece constante. Si se perturba el sistema, este equilibrio se altera, dando como resultado una aceleración o desaceleración de los rotores de las máquinas, de acuerdo a las leyes del movimiento de un cuerpo rotativo. Si temporalmente un generador arranca más rápido que otro, la posición angular de su rotor relacionado con aquél de la máquina más lenta, se adelantará. La diferencia angular resultante transfiere parte de la carga de la máquina lenta a la rápida, dependiendo de la relación potencia-ángulo. Esto tiende a reducir la diferencia de velocidad y por tanto, la separación angular. La relación potencia-ángulo es altamente no lineal. Más allá de cierto límite, un incremento en la separación angular se acompaña de una disminución de transferencia de potencia tal que la separación angular se incrementa mucho más. Si el sistema no puede absorber la energía cinética correspondiente a las diferencias de velocidad del rotor, se produce la inestabilidad. Para una situación dada, la estabilidad del sistema depende de si las desviaciones en posiciones angulares de los rotores dan como resultado o no suficientes pares de torsión restauradores. Entre una máquina y el resto del sistema puede darse una pérdida de

sincronismo, o entre grupos de máquinas, con mantenimiento de sincronismo dentro de cada grupo después de separarse del resto.

El cambio en el par electromagnético de una máquina síncrona después de una perturbación puede ser resuelto por dos componentes:

- *Componente del par sincronizante*, en fase con la desviación del ángulo del rotor.
- *Componente del par amortiguante*, en fase con la desviación de velocidad.

La estabilidad del sistema depende de la existencia de los dos componentes del par para cada máquina síncrona. La falta de suficiente par sincronizante da como resultado una *inestabilidad no periódica* o *inestabilidad no oscilatoria*, mientras que la falta de par amortiguante da como resultado una *inestabilidad oscilatoria*.

Por conveniencia en el análisis, es conveniente clasificar la estabilidad del rotor en términos de las siguientes dos subcategorías:

- 1) **Estabilidad de Ángulo del rotor en Pequeña señal (perturbación pequeña):** se refiere a la capacidad del sistema para mantener sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Las perturbaciones pueden considerarse pequeñas si se permite la linealización de las ecuaciones del sistema para su análisis.
  - a) La estabilidad en pequeña señal depende del estado inicial de operación del sistema. La inestabilidad que resultaría puede ser de dos formas: i) incremento en el ángulo del rotor a través de un modo no oscilatorio o no periódico debido a la falta de par sincronizante, y ii) oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de suficiente par amortiguante.
  - b) En los sistemas eléctricos actuales, el problema de estabilidad del ángulo del rotor en pequeña señal está asociado generalmente con un amortiguamiento insuficiente de las oscilaciones. El problema de inestabilidad no periódica ha sido eliminado en gran parte por el uso de reguladores de tensión que actúan de forma continua; sin embargo, todavía podría darse si los generadores operaran con excitación constante cuando se someten a las acciones de los limitadores de excitación (limitadores de corriente de campo).

- c) Los problemas del ángulo del rotor en pequeña señal podrían ser de naturaleza global o local. Los problemas locales involucran una pequeña parte del sistema, y son generalmente asociados a oscilaciones del ángulo del rotor de una máquina contra el resto del sistema. Estas oscilaciones se conocen como modos locales de oscilación (planta). El amortiguamiento (Estabilidad) de estas oscilaciones depende de la robustez del sistema de transmisión visto desde la planta, sistema de control de la excitación del generador y la salida de la planta.
  - d) Los problemas globales son causados por interacciones entre grandes grupos de generadores y tienen efectos difundidos. Implican oscilaciones de un grupo de generadores en un área oscilando en contra de un grupo de generadores en otra área. Tales oscilaciones se conocen como modos de oscilación entre áreas. Sus características son muy complejas y difieren significativamente de los modos de oscilaciones locales. Las características de la carga tienen en particular un mayor efecto en la estabilidad de los modos entre áreas.
  - e) El marco de tiempo de interés en estudios de estabilidad en pequeña señal es del orden de 10 a 20 segundos después de la perturbación.
- 2) Estabilidad del Ángulo del rotor en Gran señal (perturbación grande): se conoce también como estabilidad transitoria, se refiere a la capacidad del sistema eléctrico para mantener sincronismo cuando está sujeto a una perturbación severa, como un cortocircuito en una línea de transmisión. La respuesta resultante del sistema implica grandes excursiones de los ángulos del rotor del generador y está influenciada por la relación no lineal potencia-ángulo.
- a) La estabilidad transitoria depende tanto del estado inicial de operación del sistema como de la severidad de la perturbación. La inestabilidad es generalmente de la forma de una separación angular no periódica, debida a un insuficiente par sincronizante, manifestándose como una primera inestabilidad oscilatoria. Sin embargo, en sistemas muy grandes, podría no ocurrir siempre con la primera inestabilidad oscilatoria asociada a un solo modo; podría ser un resultado de superposición de un modo de oscilación lento entre áreas, y un modo de oscilación local, causando una gran excursión del ángulo del rotor más allá de su primera oscilación. También

podría ser el resultado de efectos no lineales que afectan a un solo modo, causando inestabilidad más allá de la primera oscilación.

- b) El marco de tiempo de interés en los estudios de estabilidad transitoria es generalmente de 3 a 5 seg. después de una perturbación, que podría extenderse a 10-20 seg. para sistemas muy grandes con oscilaciones entre áreas dominantes.

Como se indicó en la **Fig. 2.1**, tanto la estabilidad de ángulo del rotor en pequeña señal, como la estabilidad transitoria se catalogan como fenómenos de corto plazo.

El término estabilidad dinámica también aparece en documentación como una clase de estabilidad de ángulo del rotor. Sin embargo, por parte de muchos autores, se utiliza para indicar diferentes fenómenos. En América del Norte, se ha utilizado principalmente para indicar estabilidad en pequeña señal en presencia de controles automáticos (particularmente, controles de la excitación del generador) en contraposición a la clásica estabilidad en régimen permanente sin controles de los generadores.

En la documentación Europea, se ha utilizado para indicar estabilidad transitoria, ya que el término estabilidad dinámica puede llevar a confusión.

## **B.2) Estabilidad de Tensión**

La estabilidad de tensión se refiere a la capacidad del sistema para mantener las tensiones constantes en todos sus buses, después de haber sido sujeto éste a una perturbación, partiendo de una condición inicial de operación dada. Depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre la carga y la generación del sistema.

La inestabilidad que podría resultar se daría en forma de una progresiva disminución o incremento de tensión en algunos buses. Una de las posibles consecuencias de la inestabilidad de tensión es la pérdida de carga en un área, o el disparo de líneas de transmisión y otros elementos, debido a su sistema de protección, provocando salidas en cascada. También podrían generarse pérdidas de sincronismo de algunos generadores causadas por estas salidas o por condiciones de operación que exceden los límites de la corriente de campo. El término colapso de tensión se utiliza con frecuencia. Es el proceso por el cual la secuencia de sucesos que acompañan a una inestabilidad de



tensión genera un apagón o tensiones anormalmente bajas en una parte significativa del Sistema Eléctrico.

Otro factor importante que contribuye a la inestabilidad de tensión es la caída de tensión que tiene lugar cuando la potencia activa y reactiva fluye a través de las reactancias inductivas de la red de transmisión; esta situación limita la capacidad de la red de transmisión para transferir potencia y soporte de tensión.

La estabilidad de tensión es amenazada cuando una perturbación incrementa la demanda de potencia reactiva más allá de la capacidad sostenible de los recursos de potencia reactiva disponible.

Como en el caso de la estabilidad de ángulo del rotor, es muy útil clasificar la estabilidad de tensión en las siguientes subcategorías:

- 1) Estabilidad de Tensión en gran señal (perturbaciones grandes): se refiere a la capacidad del sistema para mantener las tensiones constantes después de una perturbación grande, como una falta en el sistema, pérdida de generación o eventualidades del circuito. Esta capacidad está determinada por el sistema y las características de la carga, y por la interacción de los dos controles continuos y discretos y las protecciones. La determinación de la estabilidad de tensión en gran señal requiere la determinación de la respuesta no lineal del sistema sobre un período de tiempo suficiente para capturar el funcionamiento y las interacciones de los dispositivos tales como motores, cambiadores de tomas sin carga de los transformadores, y limitadores de la corriente de campo del generador. El período de interés para el estudio podría extenderse desde algunos segundos a decenas de minutos.
- 2) Estabilidad de Tensión en pequeña señal (perturbaciones pequeñas): se refiere a la capacidad del sistema para mantener la tensión constante cuando está sujeto a una perturbación pequeña, como un cambio incremental en la carga del sistema. Esta forma de estabilidad está influenciada por las características de las cargas, controles continuos, y controles discretos a un instante de tiempo dado. Este concepto es útil para determinar en cada instante como responderán las tensiones del sistema a pequeños cambios en éste. Con suposiciones apropiadas, las ecuaciones del sistema pueden ser linealizadas para su análisis, permitiendo

calcular información importante sobre la sensibilidad, útil para identificar factores que influyen sobre la estabilidad. Esta linealización, sin embargo, no puede aplicarse en efectos no lineales, tales como controles de cambiadores de tomas (bandas muertas, pasos discretos de tomas, y retrasos de tiempo). Por lo tanto, se utiliza de forma complementaria un análisis combinado lineal y no lineal.

El marco de tiempo de interés en problemas de estabilidad de tensión podría variar desde algunos segundos a decenas de minutos. Por lo tanto, la estabilidad de tensión podría ser considerada un fenómeno a corto plazo o a largo plazo como se identificó en la **Fig. 2.1**.

- a) Estabilidad de Tensión a corto plazo: involucra a la dinámica de componentes o cargas que actúan rápido, tales como motores de inducción, cargas controladas electrónicamente, y convertidores HVDC. El período de estudio de interés está en el orden de muchos segundos, y su análisis requiere encontrar la solución a un sistema de ecuaciones diferenciales apropiado, lo cual es similar a analizar la estabilidad de ángulo del rotor.
- b) Estabilidad de Tensión a largo plazo: involucra a la parte del equipo que actúa más lenta, tal como cambiadores de tomas de transformadores, cargas controladas termostáticamente, y generadores con limitadores de corriente. El período de interés para su estudio podría extenderse a varios minutos, y se requieren simulaciones a largo plazo para el análisis de evaluación de la dinámica del sistema.

### **B.3) Estabilidad de Frecuencia**

La estabilidad de frecuencia es la capacidad de un sistema de potencia de mantener la frecuencia constante tras una perturbación severa, dando como resultado un significativo desequilibrio entre generación y carga.

Depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre el sistema de generación y la carga, con la mínima pérdida de carga involuntaria. La inestabilidad que podría darse tiene lugar en forma de oscilaciones de frecuencia sostenida, que generan el disparo de unidades de generación y/o cargas.

Las perturbaciones severas en el sistema generalmente dan como resultado grandes excursiones de frecuencia, flujos de potencia, tensión y otras variables del sistema, y de este modo, provocan la acción de controles, y protecciones que no están modelados en los estudios convencionales de estabilidad transitoria o estabilidad de tensión.

En sistemas interconectados muy grandes, este tipo de situación está asociado, más comúnmente, a las condiciones resultantes tras la separación del sistema en islas. Generalmente, los problemas de estabilidad de frecuencia están asociados a respuestas inadecuadas del equipo, una coordinación pobre del control y del equipo de protección, o una reserva de generación insuficiente. En sistemas en isla aislados, la estabilidad de frecuencia podría ser preocupante con cualquier perturbación, causando una pérdida de carga o generación relativamente significativa.

Durante las excursiones de frecuencia, las características de tiempo de los procesos y dispositivos que se activan pueden variar entre fracciones de segundos (respuesta de los dispositivos), y varios minutos (controles del generador y protecciones). Por lo tanto, como se identificó en la **Fig. 2.1**, la estabilidad de frecuencia podría ser un fenómeno de corto o largo plazo.

Un ejemplo de inestabilidad de frecuencia a corto plazo es la malformación de una isla con pérdida de carga insuficiente debida a la baja frecuencia, de tal forma que la frecuencia decaiga rápidamente, causando apagones en la isla en pocos segundos. Las situaciones causadas por el control de velocidad de la turbina a vapor, o por la protección de la caldera/reactor y los controles, son fenómenos a más largo plazo, con un marco de interés oscilando entre decenas de segundos y varios minutos.

## 2.2. Análisis de Pequeña Señal.

Los autovalores de la matriz de estado del sistema eléctrico poseen información directa sobre las frecuencias de oscilación del sistema. Con estas frecuencias es posible estudiar la estabilidad en pequeña señal (estabilidad a perturbaciones de pequeña magnitud) en un punto de operación determinado.

Este análisis, que se conoce como Análisis Modal de un modelo linealizado del sistema, analiza los autovalores dominantes que influyen en la respuesta dinámica. A continuación se resume la teoría matemática sobre la que se basa el análisis de pequeña señal de sistemas eléctricos.

### 2.2.1. Modelo de Espacio de Estado

Para modelar el comportamiento de sistemas dinámicos [1], se utiliza con frecuencia un grupo de ecuaciones no lineales ordinarias de primer orden, de la forma:

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n; u_1, u_2, \dots, u_r) \quad i=1, 2, n$$

Donde  $n$  es el orden del sistema y  $r$  es el número de entradas. Si las derivadas de las variables de estado no son funciones explícitas del tiempo, la ecuación (2.1) puede reducirse a:

$$\dot{x} = f(x, u)$$

$$\dot{x} = Ax + Bu$$

Donde  $n$  es el orden del sistema,  $r$  es el número de entradas y  $x$ ,  $u$ ,  $f$  denotan los siguientes vectores columna:

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \quad f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix}$$

El vector  $x$  contiene las variables de estado del sistema eléctrico, el vector  $u$  contiene las

entradas del sistema y  $\dot{x}$  incluye las derivadas de las variables de estado con respecto al tiempo.

La ecuación que relaciona la entrada, salida y variables de estado se puede escribir como:

$$y=g(x,u)$$

$$y=Cx+Du$$

Podemos ilustrar el concepto de estado expresando la ecuación del par de oscilación de un generador (en sistema por unidad) como sigue:

$$\frac{2Hd^2\delta}{\omega_0 dt^2} = T_m - T_e - K_D \Delta\omega$$

Donde H es la constante de inercia a la velocidad de sincronización  $\omega_0$ , t es el tiempo,  $\delta$  es el ángulo del rotor,  $T_m$  y  $T_e$  son el par mecánico y eléctrico respectivamente,  $K_D$  es el coeficiente de amortiguamiento en el rotor, y  $\Delta\omega_r$  es la desviación de la velocidad (en sistema por unidad). De esta manera, expresando la ecuación (2.7) como una ecuación diferencial de segundo orden se tiene:

$$\frac{d\Delta\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - K_D \Delta\omega)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_0 \Delta\phi$$

Una perturbación se considera pequeña si se pueden linealizar las ecuaciones que describen la respuesta del sistema [1]. En general, la linealización de las ecuaciones de estado (2.2) y (2.6) alrededor del punto de operación  $x_0$  y  $u_0$  genera las ecuaciones linealizadas del sistema, dadas por:

$$(\dot{x} + \Delta\dot{x}) = f(x + \Delta x, u + \Delta u)$$

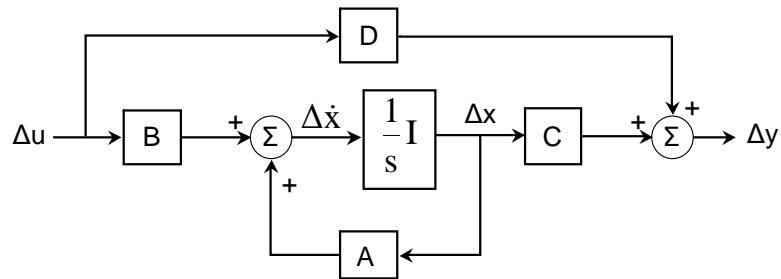
$$\Delta\dot{x} = A\Delta x + B\Delta u$$

$$\Delta y = C\Delta x + D\Delta u$$

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}_{n \times n} \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix}_{n \times r} \quad C = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix}_{m \times n} \quad D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}_{m \times r}$$

Donde  $\Delta x$  es la variación del vector de estado  $n$ ,  $\Delta y$  es la variación del vector de salidas  $m$ ,  $\Delta u$  es la variación del vector de entradas  $r$ ,  $A$  es la matriz de estado  $n \times n$ ,  $B$  es la matriz de entrada  $n \times r$ ,  $C$  es la matriz de salida  $m \times n$  y  $D$  es la matriz de transmisión directa. Además tenemos que  $\Delta x = x - x_0$ ,  $\Delta y = y - y_0$  y  $\Delta u = u - u_0$ .

La **Fig. 2.2** representa el diagrama de bloques del espacio de estado, al representar la función de transferencia del sistema con la condición inicial  $\Delta x = 0$ .



**Fig. 2.2.** Representación del Espacio de Estado

Como ejemplo, las ecuaciones (2.8) se linealizan alrededor del punto de operación  $(\delta_0, \omega_0)$ :

$$\frac{d}{dt} \Delta \omega_r = -\frac{1}{2H_m} (\Delta T_s - K_b \Delta \delta - K \Delta \omega)$$

$$\frac{d}{dt} \Delta \delta = \omega_0 \Delta \varphi$$

Donde  $K_s$  es el coeficiente de par sincronizante.

### 2.2.2. Análisis de Autovalores y Estabilidad

Una vez que se ha conseguido el espacio de estado para el sistema eléctrico en forma general, dado por las ecuaciones (2.10) y (2.11), se puede calcular y analizar la estabilidad en pequeña señal del sistema [5]. Tomando la Transformada de Laplace de (2.10) y (2.11), y resolviendo para  $\Delta x(s)$  y evaluando para  $\Delta y(s)$  se tiene:

$$\Delta x(s) = \frac{\text{adj}(sI-A)}{\det(sI-A)} \begin{bmatrix} \Delta x(0) + B[\Delta u] s \end{bmatrix}$$

$$\Delta y(s) = C \frac{\text{adj}(sI-A)}{\det(sI-A)} \begin{bmatrix} \Delta x(0) + B[\Delta u] s + D(\Delta u) s \end{bmatrix}$$

Los polos de  $\Delta x(s)$  y  $\Delta y(s)$  son las raíces:

$$\det(sI-A) = 0$$

Los valores de  $s$  que satisfacen la ecuación anterior son los autovalores de la matriz  $A$ , y se puede calcular como:

$$\det(A - \lambda I) = 0$$

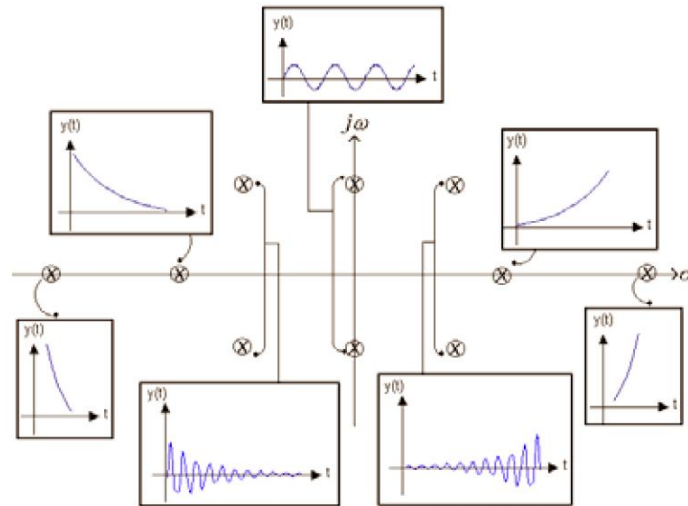
Las  $n$  soluciones de la ecuación (2.15) son los autovalores  $(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)$  de la matriz  $A$   $n \times n$ . Los autovalores pueden ser reales o complejos y tienen la forma  $\lambda = \sigma \pm j\omega$ .

Si  $A$  es real, los autovalores complejos siempre son pares conjugados, es decir,

$\lambda = -\xi\omega_n \pm j\omega_n \sqrt{1-\xi^2} = \sigma \pm j\omega$ . Podemos estudiar la estabilidad del punto de operación  $(\delta_o, \omega_o)$  analizando los autovalores. Así, el punto de operación es estable si todos los autovalores están ubicados a la izquierda del eje imaginario del plano complejo.

Si cualquiera de los autovalores aparece en el lado derecho del eje imaginario del plano complejo, los modos correspondientes son inestables, por lo que el sistema también es inestable. Esta estabilidad se puede comprobar al analizar las características dependientes del tiempo de los modos de oscilación, ya que corresponde a cada autovalor  $\lambda_i$ , dado por  $e^{\lambda_i t}$ .

El último término presenta un autovalor real que corresponde a un modo no oscilatorio. Si el autovalor es negativo, el modo decrece con el tiempo. El módulo del autovalor está relacionado con el tiempo de decrecimiento. Cuando mayor sea, más rápido decrecerá. Si el autovalor real es positivo, se dice que el modo es inestablemente aperiódico [6]. En la **Fig. 2.3**, se presentan los autovalores en el plano complejo y su respuesta asociada:



**Fig. 2.3.** Autovalores y Respuesta Asociada

Otra información importante obtenida de los autovalores es la frecuencia de oscilación y el factor de amortiguamiento [7]. La frecuencia en Hz es:

$$f = \frac{\omega}{2\pi}$$

Y el factor de amortiguamiento:

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$$



### 2.2.3. Autovectores y Matrices Modales

Dado cualquier autovalor  $\lambda_i$ , el vector columna  $n$  de  $\Phi_i$  que satisface:

$$A\Phi_i = \lambda_i \Phi_i$$

se conoce como el Autovector Derecho de  $A$ , asociado con el autovalor  $\lambda_i$ . Por conveniencia, se asume que los autovectores son normalizados, de esta manera se tiene que:

$$\Psi_i^T A \Psi_i = \lambda_i$$

Para continuar con el análisis de la matriz  $A$ , se presentan las siguientes matrices modales:

$$\Phi = [\phi_1 \quad \phi_2 \quad \dots \quad \phi_n]$$

$$\Psi = [\Psi_1^T \quad \Psi_2^T \quad \dots \quad \Psi_n^T]^T$$

$\Lambda$  = Matriz diagonal con autovalores como elementos diagonales

La relación entre las ecuaciones (2.18) y (2.20) puede ser escrita en forma compacta como:

$$A\phi = \phi\Lambda$$

$$\psi\phi = 1, \text{ produciendo } \psi = \phi^{-1}$$

Una vez identificados los modos oscilatorios y construidas las matrices modales, se analizan aquellos modos que contribuyen en mayor medida a las oscilaciones de baja frecuencia. Los modos del ángulo del rotor pueden ser identificados al analizar los autovectores derecho e izquierdo conjuntamente con los factores de participación.

#### 2.2.4. Factores de Participación

Originalmente propuesta en [8], la llamada Matriz de Participación, denotada por  $P$ , que provee una medida de contribución entre las variables de estado y los modos de oscilación, se puede definir como:

$$P = [p_1 \quad p_2 \quad \dots \quad p_n]$$

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{i1} \psi \\ \phi_{i2} \psi \\ \vdots \\ \phi_{in} \psi \end{bmatrix}$$

El elemento  $p_{ki} = \phi_{ki} \psi$  se conoce como Factor de Participación (FP), y da la medida de participación de la variable de estado  $k$ -ésima en el modo  $i$ -ésimo, y viceversa.

## 2.2. Técnicas y Dispositivos para Amortiguar Oscilaciones.

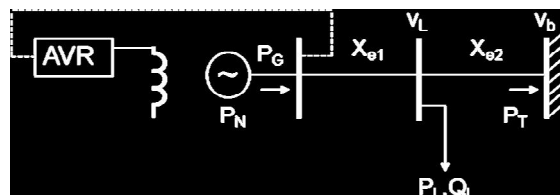
Los sistemas de potencia más propensos a presentar oscilaciones de baja frecuencia son aquellos que conforman áreas interconectadas por líneas de transmisión débiles, sistemas de potencia con una clara estructura longitudinal, y en general aquellos que operan fuertemente cargados [9].

### 2.3.1. PSS.

Los estabilizadores de potencia PSS (Power System Stabilizer) se utilizan en generadores estratégicamente determinados para evitar las oscilaciones en un sistema eléctrico. La utilización de los PSS es una de las soluciones más económicas y eficientes. Su análisis se basa en una formulación de espacio de estado y el estudio de los autovalores y autovectores del sistema de potencia.

La amortiguación de las oscilaciones que involucran a varias máquinas es el resultado de efectos positivos y negativos que varían con el flujo de potencia, la carga, etc. El parámetro básico para estudiar y evaluar estos problemas, es el factor de amortiguación (decremento logarítmico) de las oscilaciones de los modos críticos (aquellos para los cuales el amortiguamiento tiene valores cercanos a cero), calculados o determinados experimentalmente en la respuesta a perturbaciones pequeñas. En la **Fig. 2.4** se muestra una máquina equipada con regulador de velocidad y regulador de tensión, conectado a una barra infinita a través de una línea que a su vez alimenta una carga en un punto intermedio.

La reacción del regulador automático de tensión AVR (Automatic Voltage Regulator) es aumentar la excitación y en consecuencia la potencia eléctrica. A medida que se aumenta el flujo de potencia, la amortiguación llega a ser más negativa, eso para un flujo  $P_L > 0$  ( $\delta > 0$ ); en el caso de  $P_L < 0$  ( $\delta < 0$ ); el efecto del regulador de tensión puede ser estabilizador.



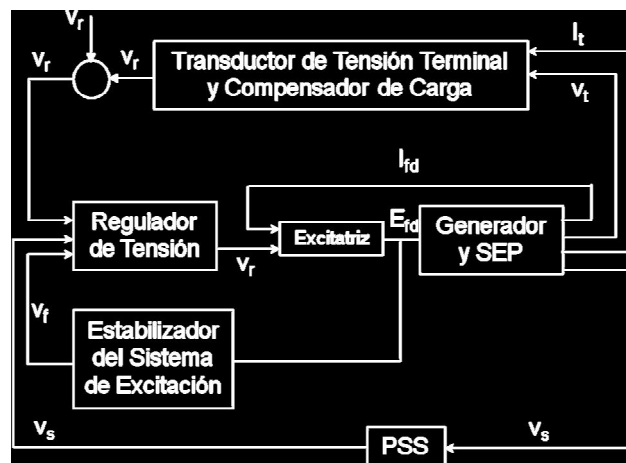
**Fig. 2.4.** Generador conectado a una barra infinita

Para sistemas eléctricos con varias máquinas, los reguladores automáticos de tensión pueden tener efectos desestabilizantes aún más pronunciados en el caso de áreas interconectadas por líneas de transmisión débiles.

Los problemas de inestabilidad oscilatoria electromecánica permanente pueden superarse mediante la aplicación de estabilizadores de potencia en ciertos generadores del sistema de potencia; en la actualidad se tiende al uso generalizado de los mismos [1, 10] dadas sus características de buena eficiencia y bajo coste.

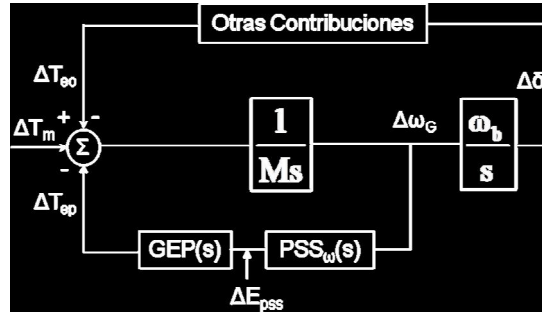
La función básica del estabilizador es extender los límites de estabilidad modulando la excitación del generador para amortiguar las oscilaciones de los rotores de las máquinas síncronas. Para proveer amortiguamiento, el estabilizador debe producir un componente del par eléctrico en el rotor en fase con las variaciones de velocidad.

Así se aumenta la amortiguación del sistema, compensando el amortiguamiento negativo introducido por el regulador automático de tensión. **Fig. 2.5.**



**Fig. 2.5.** Estabilizador de Potencia

En el diagrama de bloques de la **Fig. 2.6** se muestra en forma simple la relación entre los pares aplicados al eje del grupo turbina-generator.

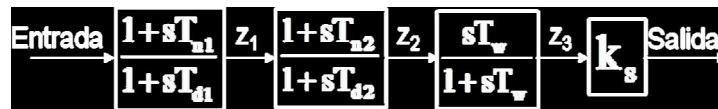


**Fig. 2.6.** Estabilizador con señal de entrada velocidad, diagrama de bloques del sistema

Los estabilizadores se pueden clasificar según el tipo de señal de entrada:

- Estabilizador delta-omega utiliza la velocidad del ángulo de rotor como señal de entrada.
- Estabilizador delta-f usa la frecuencia de la barra terminal como señal de entrada.
- Estabilizador delta-P usa la potencia como señal de entrada.
- Estabilizador delta P-omega es una combinación de los tipos a) y c).

El estabilizador convencional, usado habitualmente, es el de estructura y parámetros fijos. Si se representa mediante un diagrama de bloques, el modelo comúnmente más utilizado incluye un controlador de dos etapas de adelanto-retraso y un bloque de despeje que hace las veces de filtro paso-banda. **Fig. 2.7.**



**Fig. 2.7.** Modelo de estabilizador para aplicación computacional

$T_{n1}$ ,  $T_{n2}$  son las constantes de tiempo de adelanto. Toman valores entre 0.1 y 0.9.

$T_{d1}$ ,  $T_{d2}$  son las constantes de tiempo de retraso, alrededor de 0.05.

$T_w$  es la constante de tiempo de despeje, con valores típicos entre 1 y 10.

$K_s$  es la ganancia del estabilizador, que puede fluctuar entre 0.1 y 100.

$s$  es la variable de Laplace.

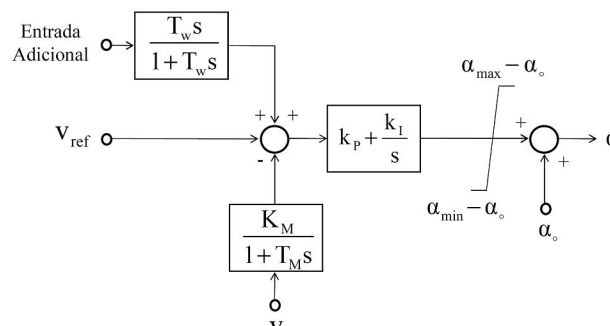
Todos estos valores son para estabilizadores delta-omega. En el caso de estabilizadores delta-P, a veces se usa sólo un bloque adelanto / retraso e incluso con pequeñas ganancias negativas  $K_s$ . Para los PSS delta-f se puede añadir un bloque tipo derivativo, los valores frecuentes de sus parámetros son similares a los planteados excepto para el bloque adicional.

La ubicación de los estabilizadores depende de si la inestabilidad está claramente identificada o no.

### 2.3.2. STATCOM.

Los controladores flexibles para sistemas de transmisión (STATCOM) se parecen en muchos aspectos a un compensador síncrono, pero sin inercia. El bloque electrónico básico del STATCOM es el convertidor de la fuente de tensión (VSC), que en general convierte una entrada de tensión continua en una salida de tensión trifásica a la frecuencia fundamental, con magnitud y fase rápidamente controlable. Además, el controlador tiene un transformador de acoplamiento y un condensador de corriente continua. El sistema de control puede ser diseñado para mantener constante la magnitud de la tensión en el bus controlando la magnitud y/o desfase de la tensión de salida de VSC.

El modelo esta básicamente formado por una fuente de tensión controlable detrás de una impedancia con la representación de la dinámica de carga y descarga del condensador, así como las perdidas en alterna y continua. Para controlar la tensión del bus se asume una estrategia de control de fase del STATCOM, y adicionalmente un bloque de control y señales son añadidas para amortiguar la oscilación, como se representa en la **Fig. 2.8**.



**Fig. 2.8.** Control de Fase del STATCOM con amortiguación de la oscilación, donde  $\alpha$  es el desfase entre la tensión AC del controlador VSC y la tensión en su bus V.

Los beneficios adicionales que presentan los dispositivos FACTS frente a los PSS, ya que además de amortiguar oscilaciones, permiten un incremento en la cargabilidad del sistema, justifican su elección pese a ser menos económicos. Los dispositivos FACTS, además de su tamaño y tipo, tienen otros problemas que complican su diseño como son la ubicación y la selección de la señal de control a la entrada.

### **2.3.3. SVC.**

En este punto se discute una de las teorías para analizar la mejora de la amortiguación de los sistemas de potencia, mediante la aplicación de Compensadores Variables Estáticos (SVC), basados en los criterios de igualdad de áreas.

Se tratan, además, cuestiones fundamentales como los efectos de los SVC en el sistema, cómo controlar un SVC para mejorar la amortiguación, las diferencias entre control continuo y discontinuo de la potencia reactiva de salida del SVC, y la mejor localización de éste en el sistema de potencia, para conseguir la máxima amortiguación.

También se propone una aproximación al control discontinuo del SVC, con el que el cambio de la potencia reactiva de salida en puntos discretos se determina a través de la desviación de potencia en la línea de transmisión.

La tensión dinámica de apoyo y la compensación de potencia reactiva han sido reconocidas como importantes medidas para mejorar el funcionamiento de sistemas eléctricos de potencia. Los rápidos avances en electrónica de potencia han llevado al diseño de potentes tiristores controlados por dispositivos de compensación de potencia reactiva, Compensadores Variables Estáticos (SVC), y su aplicación práctica ha probado su excelente funcionamiento.

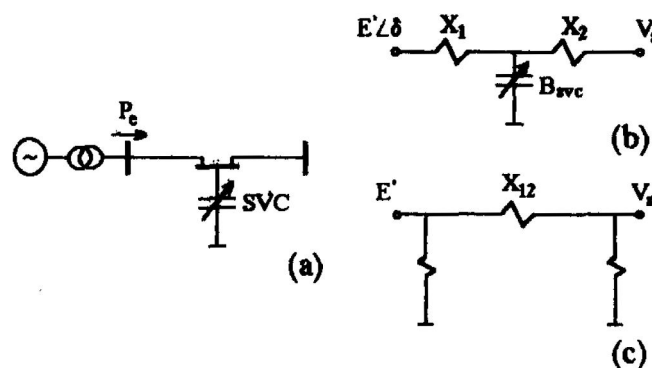
El propósito principal de las aplicaciones con SVC es mantener la tensión del bus en un nivel constante. Además de esto, el SVC puede mejorar la estabilidad transitoria mediante el apoyo dinámico a la tensión en puntos clave, y el estado de equilibrio de la estabilidad, contribuyendo a amortiguar oscilaciones.

Se ha demostrado que un SVC controlado por tensión no contribuye de manera significativa en la amortiguación del sistema [11, 12, 13]. Sin embargo, es posible obtener una amortiguación significativa cuando el SVC es controlado por señales auxiliares superpuestas en la tensión de su circuito de control [11, 14]. Generalmente, los sistemas de control del SVC se diseñan de tal forma que tengan un circuito de control de tensión con superposición de señales que controlan auxiliarmente y de forma continua la amortiguación.

Por último, mientras que la regulación de tensión con señal de control de amortiguación continua tiene un funcionamiento excelente cuando las oscilaciones del sistema son de pequeña magnitud, éste falla cuando se trata de proporcionar amortiguación en casos de oscilaciones grandes o críticas. En estos casos, se ha sugerido la utilización de controles de tipo “bang-bang” discontinuos.

### Efecto de un SVC en un Sistema de Potencia

Para comprender el efecto de un SVC en el funcionamiento dinámico de un sistema es necesario analizar un sistema simple de una máquina, con un SVC como el que se muestra en la **Fig. 2.9a**. El circuito equivalente se muestra en la **Fig. 2.9b**, donde el generador se representa con una fuerza electromagnética transitoria  $E'$  y una reactancia  $X'$  incluida dentro de la reactancia  $X_1$ . El SVC se representa como una variable  $B_{SVC}$ , que es capacitiva cuando el SVC proporciona potencia reactiva al sistema, y es inductiva si el SVC absorbe potencia reactiva del sistema.



**Fig. 2.9.** Sistema de una Máquina con SVC



Este circuito equivalente se transfiere a un circuito de conexión  $\Delta$ , por medio de la transformación Y- $\Delta$ , como se muestra en la **Fig. 2.9c**, donde la reactancia  $X_{12}$  es la siguiente:

$$X_{12} = X_1 + X_{SVC} B_{12} X_2$$

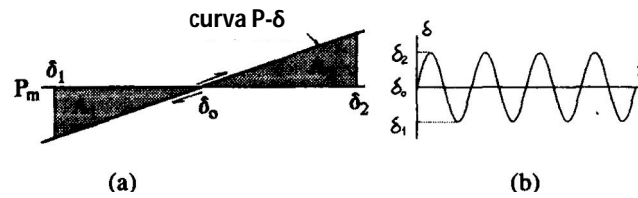
La curva potencia-ángulo (P- $\delta$ ) de un sistema de potencia juega un papel decisivo para determinar el funcionamiento dinámico de un sistema. Cuando SVC es capacitivo, la curva P- $\delta$  es elevada por el SVC, liberando potencia reactiva al sistema, y cuando SVC es inductivo, la curva P- $\delta$  es disminuida por el SVC, absorbiendo potencia reactiva del sistema.

Se observa que el SVC comienza a ser más efectivo en la amortiguación de oscilaciones en un sistema de dos áreas para niveles de transferencia de potencia elevada. Por esta razón la magnitud de la señal en la curva P- $\delta$  debida al SVC se hace mayor, y por tanto, el SVC es más efectivo con el incremento del nivel de transferencia de potencia. Además, el efecto del SVC en un sistema de potencia depende de la localización del mismo en el sistema.

### Estudio de la Estrategia de Control del SVC

Cuando el sistema mostrado anteriormente está sujeto a pequeñas perturbaciones sin SVC, el ángulo del generador oscilará con amplitud constante como muestra la **Fig. 2.10**. Además, las oscilaciones del sistema originan que  $A_1 = A_2$ .  $P_m$  es la potencia mecánica de la máquina.  $A_1$  es el área de aceleración cuando  $\delta$  se incrementa,  $A_2$  es el área de aceleración cuando  $\delta$  disminuye.

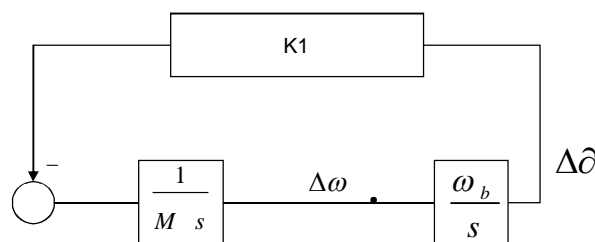
El área de aceleración de la energía transitoria debe ser reducida en el proceso de oscilación mediante ciertos controles, con el fin de devolver al sistema a su condición inicial de equilibrio,  $\delta_0$ .



**Fig. 2.10.** Oscilaciones sin amortiguación

Los controladores de velocidad controlan la potencia mecánica de la máquina. Debido a la lentitud de respuesta de estos controladores, sus efectos sobre la amortiguación del sistema son generalmente pequeños. Los Estabilizadores de Potencia pueden incrementar la amortiguación del sistema alterando dinámicamente  $E'$ , de acuerdo a la desviación de velocidad  $\Delta\omega$ . Un SVC puede alterar la curva  $P-\delta$  cambiando su salida  $B_{svc}$ . Una ventaja de los SVC sobre otros equipos de compensación reactiva es que pueden cambiar su potencia reactiva de salida a una velocidad muy rápida. Por tanto, si un SVC es adecuadamente controlado, puede alterar las características de transferencia del sistema (curva  $P-\delta$ ) de tal forma que proporcione una amortiguación significativa al sistema.

El modelo de Heffron- Philips es el que generalmente se utiliza para estudiar la amortiguación de los sistemas de potencia.



**Fig. 2.11.** Diagrama de Bloques para el análisis de oscilaciones

Hay dos variables de estado en el modelo, la desviación de velocidad de la máquina  $\Delta\omega$ , y la desviación de ángulo de la máquina,  $\Delta\delta$ . La salida del SVC,  $B_{svc}$ , puede ser básicamente controlada de acuerdo a  $\Delta\omega$  o  $\Delta\delta$ .

### Control $\Delta\delta$

En el control  $\Delta\delta$ , la salida del SVC se controla de acuerdo a la desviación de ángulo de la máquina,  $\Delta\delta$ , de la forma:

$$B_{SVC} = K_{\Delta\delta} \Delta\delta$$

Donde  $K_{\Delta\delta}$  es la ganancia de control y  $\Delta\delta = \delta - \delta_0$ . El circuito de control del SVC es muy rápido si se compara con las oscilaciones del sistema.

Suponemos ahora que el sistema con SVC está sujeto a una pequeña perturbación. Cuando  $\Delta\delta > 0$ ,  $B_{svc}$  es positivo, por tanto, el SVC con control  $\Delta\delta$  eleva la curva P- $\delta$ . Cuando  $\Delta\delta < 0$ , el SVC disminuye la curva P- $\delta$ . En consecuencia, el SVC con control  $\Delta\delta$  reduce la amplitud de oscilación e incrementa el coeficiente del par síncrono del sistema. Obviamente el SVC con control  $\Delta\delta$  no tiene ningún efecto sobre la amortiguación del sistema; la oscilación del sistema aún tiene una amplitud constante.

Se observa que un SVC controlado por tensión no contribuye de forma significativa a la amortiguación del sistema. Sin embargo, un SVC controlado por tensión es básicamente un tipo de SVC con control  $\Delta\delta$ .

### Control $\Delta\omega$

En el SVC con control  $\Delta\omega$ , la salida  $B_{svc}$  se controla de acuerdo a la desviación de velocidad de la máquina,  $\Delta\omega$ , de forma que:

$$B_{SVC} = K_{\Delta\omega} \Delta\omega$$

Donde  $K_{\Delta\omega}$  es la ganancia de control. Cuando el ángulo  $\delta$  de la máquina se incrementa,  $\Delta\omega > 0$ , la salida del SVC con control  $\Delta\omega$  es positiva y eleva la curva P-  $\delta$ . Cuando  $\delta$  disminuye,  $\Delta\omega < 0$ , el SVC disminuye también la curva P-  $\delta$ . A través de estas alteraciones dinámicas de la curva P-  $\delta$ , queda claro que el SVC con control  $\Delta\omega$  puede mejorar la amortiguación del sistema.

Se puede conseguir una gran contribución a la amortiguación del sistema cuando el SVC es controlado por señales auxiliares superpuestas en su circuito de control de tensión. Estas señales auxiliares deben estar en fase con  $\Delta\omega$ , de acuerdo al análisis anterior.

### **La Mejor Localización de un SVC en un Sistema de Potencia**

Los efectos de un SVC sobre la curva P-  $\delta$  del sistema en una aplicación práctica dependen de su tamaño tanto como de su localización.

El SVC debe situarse cerca del punto medio en el circuito de transmisión, para conseguir el mejor efecto de amortiguación.

Como ya se ha visto, un SVC proporciona amortiguación al sistema de potencia a través de alteraciones en la curva P-  $\delta$ . Por tanto, la mejor situación del SVC debe ser un lugar donde el SVC tenga el mayor efecto sobre esta curva.

En un sistema de una única máquina, el SVC debe situarse en el punto eléctrico central para conseguir los máximos beneficios de amortiguación.

### **Estudio sobre un Sistema de una Máquina**

El SVC puede alterar dinámicamente las características de transferencia del sistema, cambiando su salida reactiva. Esto explica por qué un SVC controlado por tensión no contribuye de forma significativa a la amortiguación del sistema, y que el SVC deba ser controlado por una señal o señales en fase con la desviación de velocidad de la máquina para incrementar la amortiguación. Aún se discuten las diferencias entre los tipos de control continuo y discontinuo de la potencia reactiva de salida del SVC, y por qué el control discontinuo es más efectivo que el continuo.

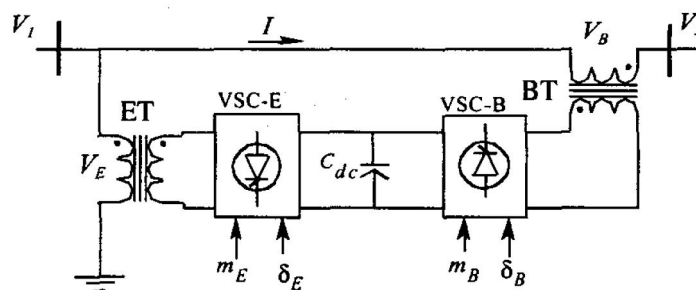
### 2.3.4. UPFC

Un Controlador Unificado de Flujo de Potencia (UPFC) puede utilizarse para el control de flujo de potencia, control de flujo de circuito, compartir carga en líneas paralelas, mejora de la estabilidad transitoria, moderar las oscilaciones del sistema, y para la regulación de tensión [15, 16, 17]. Sin embargo, la aplicación de UPFC a la amortiguación de oscilaciones entre-áreas no se ha demostrado.

El objetivo de este punto es demostrar que el UPFC puede ser utilizado para amortiguar oscilaciones entre-áreas de un sistema de potencia interconectado por una línea de transmisión débil. Para diseñar los controladores del UPFC se realiza un análisis de autovalores. Aunque las oscilaciones entre-áreas se originan a menudo debido a perturbaciones de gran señal, se puede definir la mejora de las oscilaciones basándose en las ecuaciones linealizadas del sistema.

#### Modelo de un UPFC

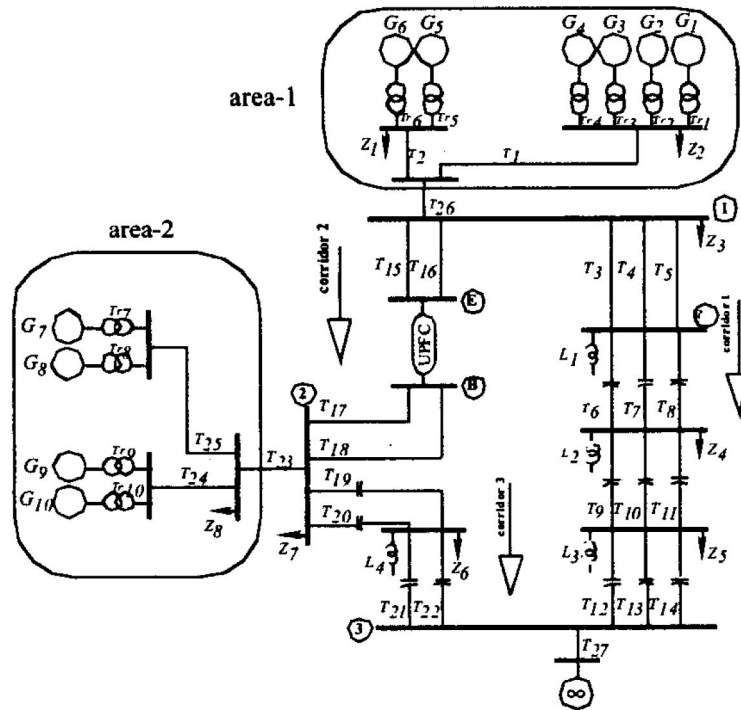
En la **Fig. 2.12** se muestra el diagrama esquemático de un UPFC. Éste está compuesto de un transformador de excitación (ET), un transformador Elevador (BT), dos convertidores de fuentes de tensión (VSC) y un condensador de continua. Cada convertidor de fuente de tensión puede controlar la magnitud y el ángulo de fase de la tensión de salida  $V_B$  y  $V_E$  mediante los índices de modulación de amplitud ( $m_B$  y  $m_E$ ) y de ángulo de fase ( $\delta_B$  y  $\delta_E$ ), respectivamente.



**Fig. 2.12.** Diagrama Esquemático de un UPFC

## El Sistema de Estudio

La **Fig. 2.13** muestra el diagrama unifilar del sistema de estudio que se utiliza para investigar el efecto de la amortiguación del UPFC en las oscilaciones entre-áreas. El sistema incluye 10 generadores localizados en el área-1 y área-2, y la potencia sobrante de las cargas respectivas se transmite a la carga central (bus infinito) a través de tres líneas de transmisión. Cuando el sistema está sujeto a perturbaciones de gran señal, experimenta tres modos de oscilación de baja frecuencia. Dos de estos modos son locales. Cada modo de oscilación local se experimenta únicamente en las variables electromecánicas del área correspondiente. El modo entre-área representa oscilaciones relativas en las dos áreas, una con respecto a la otra.



**Fig. 2.13.** Esquema Unifilar del sistema de estudio

Las frecuencias de los modos locales y entre-áreas cambian, dependiendo de la configuración del sistema completo, la cantidad de potencia transferida entre las dos áreas, y las cargas agregadas por cada generador.

Debe observarse que las grandes perturbaciones que ocasionan modos entre-áreas no ponen en peligro la estabilidad del sistema. Por tanto, las oscilaciones entre-áreas no ocasionan estabilidad transitoria. Una vez que la estabilidad transitoria está asegurada, deben mitigarse las oscilaciones locales y entre-áreas.

Las oscilaciones entre-áreas son con frecuencia amortiguadas positivamente, y al contrario de las oscilaciones torsionales, no crecen en amplitud. La amortiguación de los modos entre-áreas suele ser muy pequeña, por lo que las oscilaciones se experimentan bastantes segundos después de cada perturbación, e interrumpen el flujo de potencia requerido por las cargas centrales más grandes. El UPFC puede equiparse con controles auxiliares para proporcionar una amortiguación adecuada a las oscilaciones entre-áreas.

La función principal del UPFC en el sistema de estudio es la regulación del flujo de potencia y, durante las perturbaciones, mitigar los modos entre-áreas a través de la activación de sus controles auxiliares.

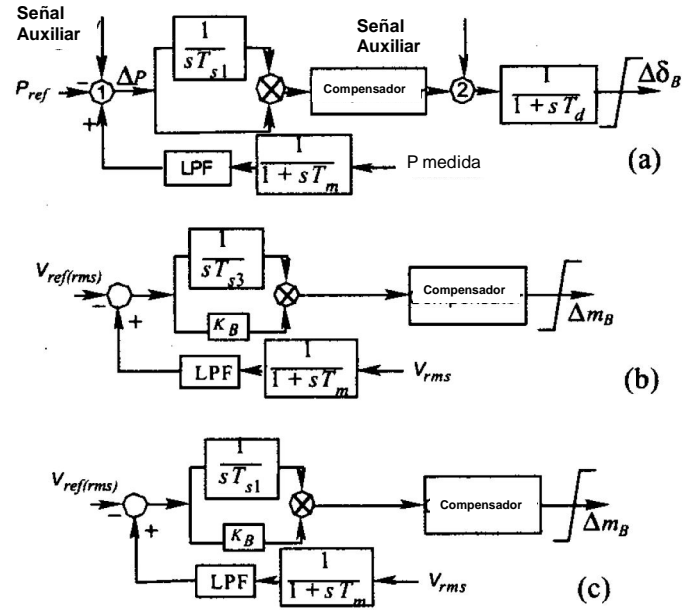
### **El Sistema de Control del UPFC**

El UPFC controla el flujo de potencia mediante la regulación del ángulo de fase de la tensión inyectada.

La **Fig. 2.14a** muestra el diagrama de bloques del sistema de control para la regulación del ángulo de potencia.

La **Fig. 2.14b** muestra el diagrama de bloques de control para el ajuste dinámico de la tensión terminal del UPFC en el bus B de la figura anterior.

La **Fig. 2.14c** muestra el regulador de tensión continua que controla el ángulo de fase  $\delta_E$ .



**Fig. 2.14.** Diagrama de Bloques del sistema de control del UPFC

Los controles UPFC de la **Fig. 2.14** constituyen un problema de control multi-entrada y multi-salida (MIMO). Este problema de control MIMO se descompone en problemas de tres únicas entradas y tres únicas salidas (SISO). Para asegurar el éxito de esta aproximación, los polos de circuito cerrado del sistema completo se comprueban en un rango muy amplio de condiciones de operación del sistema. Los parámetros de cada circuito de control se determinan a través de diagramas de Bode y posicionamiento de raíces asociadas con el sistema.

### Caso de Estudio 1: Análisis en Circuito Abierto

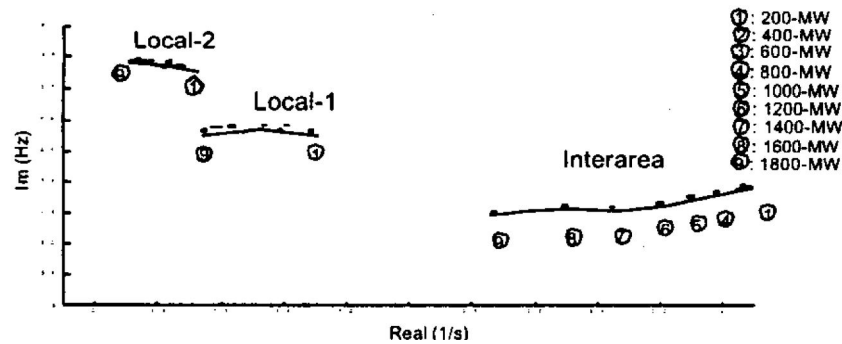
La **Fig. 2.15** muestra el diagrama de autovalores asociado con los modos locales y entre-áreas del sistema de estudio cuando la potencia transferida desde el área-1 hasta el área-2 se incrementa. El UPFC se deja fuera de servicio, y la generación de potencia en las áreas 1 y 2 se mantiene constante.

Esta figura muestra que:

- Los modos locales son amortiguados correctamente y el impacto de la potencia transferida entre-áreas en sus amortiguaciones es insignificante.



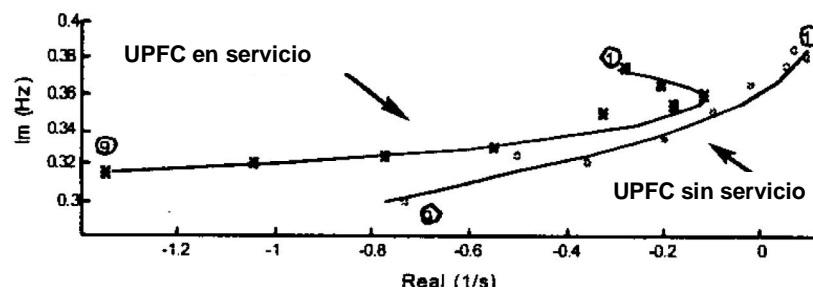
- Tanto las amortiguaciones como las frecuencias de los modos entre-áreas dependen del nivel de potencia transferida entre las dos áreas. En la práctica, el sistema puede no experimentar inestabilidad, pero las oscilaciones pueden observarse durante bastantes ciclos.



**Fig. 2.15.** Modos de oscilación de baja frecuencia del sistema estudiado como función de transferencia de potencia (UPFC fuera de servicio)

## Caso de Estudio 2: Análisis en Circuito Cerrado

La **Fig. 2.16** muestra la localización de autovalores del modo entre-áreas, cuando la potencia transferida entre-áreas se incrementa. Los controles UPFC se utilizan para contrarrestar los modos entre-áreas. Esta figura demuestra claramente que el UPFC puede incrementar la amortiguación y prevenir inestabilidades de los modos entre-áreas para todos los valores posibles de potencia transferida entre dos áreas.



**Fig. 2.16.** Localización del modo entre-área cuando el controlador de amortiguación entre-áreas auxiliar está activado

## Simulación EMTP

Esta simulación digital se emplea para comprobar la coincidencia entre los resultados simulados y los resultados del análisis de autovalores. Esta prueba da como resultado una medida de la exactitud de ambos tipos de estudios, la validez de los modelos UPFC propuestos y estrategias de control utilizadas, y la validez de las conclusiones.

El cálculo de las frecuencias modales y amortiguaciones de los resultados de la simulación está basado en la siguiente aproximación. Las amortiguaciones a los modos de oscilación están determinadas por: mantener la simulación durante un intervalo de tiempo de al menos 10 ciclos del modo de oscilación, y ajustarlas numéricamente a una función de la siguiente forma:

$$F=Ae^{\alpha t} \sin(\omega t+\phi)$$

Donde  $\omega$  es la frecuencia angular del modo de oscilación y  $\alpha$  es la amortiguación del modo.

La aproximación del análisis de autovalores calcula directamente la amortiguación y frecuencia de cada modo. Si el tiempo de respuesta incluye más de un modo de oscilación, esto significa que la frecuencia de los modos de oscilación no requeridos está exactamente determinada por el diagrama, y entonces los filtros son utilizados para eliminar las oscilaciones del tiempo de respuesta.

En resumen, podemos decir que las conclusiones a la utilización de UPFC para la amortiguación de modos entreáreas y torsionales de un sistema de potencia interconectado se basan en las ecuaciones linealizadas del sistema y en el análisis de los autovalores. Con esto podemos decir:

- Un UPFC en circuito abierto no afecta a las oscilaciones entre-áreas porque estos modos dependen de las condiciones iniciales de operación y de la transmisión de potencia entre áreas.

- La modulación de la potencia transferida en la línea de transmisión por medio de un UPFC puede mitigar de forma efectiva las oscilaciones entre-áreas para todos los niveles de transferencia de potencia entre-áreas.

#### **2.4. Sintonización de Estabilizadores de Potencia.**

A finales de 1950 y comienzos de 1960, la mayoría de las unidades de sistemas eléctricos de nueva generación se equipaban con reguladores de tensión. Al convertirse estas unidades en un gran porcentaje de la capacidad de generación, pronto se hizo evidente que la acción de los reguladores de tensión tenía un impacto perjudicial sobre la estabilidad del sistema de potencia.

En algunos casos se percibían limitaciones en la capacidad de transmisión de potencia, y se daban oscilaciones de pequeña magnitud y baja frecuencia que a menudo persistían durante largos períodos de tiempo.

Los estabilizadores de sistemas de potencia se desarrollaron para intentar amortiguar estas oscilaciones a través de la modulación de la oscilación del generador [18, 19]. Desde entonces y entre los últimos 10 ó 15 años desde su primera utilización, el arte y ciencia de la aplicación de los estabilizadores de potencia se ha desarrollado considerablemente, lo que ha significado el uso de distintas técnicas de sintonización y señales de entrada, además del tratamiento de problemas prácticos como el ruido e interacción con vibraciones procedentes de variaciones de torsión en los generadores de turbina.

El deseo de proporcionar un equipo estabilizador que permita un buen ajuste para el funcionamiento de los sistemas de potencia, y a la vez superar los problemas asociados con el ruido y la desestabilización de torsión, han llevado recientemente a realizar considerables descubrimientos en esta área, en lo que se refiere tanto a estudios analíticos como a estudios prácticos.

Casos como el del paquete protector de torsión para la aplicación en los estabilizadores de 2 polos, desarrollado en 1975, o el del desarrollo de una protección similar para unidades de 4 polos, con sus correspondientes bajas frecuencias de torsión, han requerido un estudio más detallado de las aplicaciones de estabilizadores de potencia.

#### **2.4.1. Prueba y Error**

A continuación se tratan los aspectos fundamentales de la aplicación de estabilizadores con las alternativas señales de entrada consideradas más factibles: variación de la velocidad, bus de frecuencia alterna y una combinación de potencia y velocidad.

Más adelante se discutirán los criterios de funcionamiento de algunos sistemas, desarrollando conceptos de sintonización que imposibilitan la obtención de estos criterios, y analizando el funcionamiento relativo obtenible con equipos estabilizadores en la práctica.

Finalmente se discuten las consideraciones prácticas de la sintonización de equipos en cuanto a su diseño, analizando problemas como la desestabilización de torsión, el ruido de los sistemas eléctricos, y las variaciones mecánicas de potencia en los casos en que la potencia eléctrica se utiliza como señal de entrada.

##### **2.4.1.1. Conceptos Generales sobre la Aplicación de Estabilizadores.**

A continuación se desarrollan los conceptos generales asociados con la aplicación de los Estabilizadores de Sistemas de Potencia que utilizan como entradas variaciones de velocidad, buses de frecuencia alterna y potencia eléctrica.

Se describe además una aproximación general para analizar estabilizadores que utilizan una señal de entrada arbitraria, que se aplicará en las señales de entrada de frecuencia y potencia eléctrica.

## Conceptos Básicos

La función básica de un estabilizador de potencia es extender los límites estables mediante la modulación de la excitación de generador para mejorar la amortiguación de las oscilaciones en máquinas síncronas que giran respecto a otras.

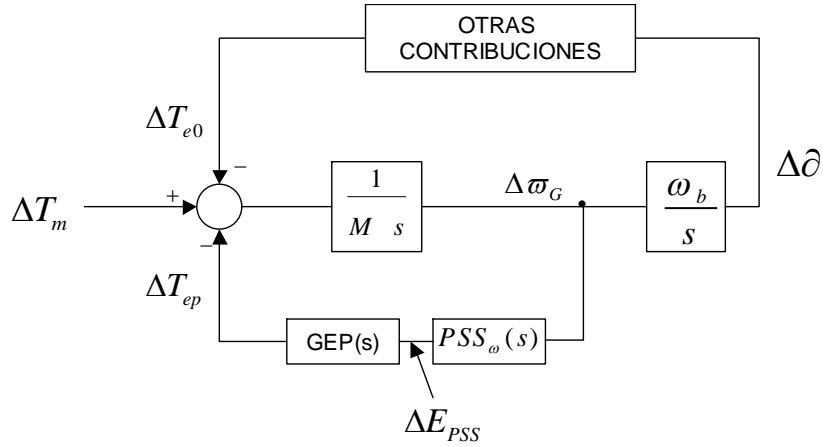
Estas oscilaciones ocurren en el rango aproximado de 0.2 a 2.5 Hz de frecuencia, y una amortiguación insuficiente de estas oscilaciones puede limitar la capacidad de transmisión de la potencia.

Para proporcionar amortiguación, el estabilizador debe producir un par de torsión eléctrico en el rotor que esté en fase con las variaciones de velocidad.

Para cualquier señal de entrada, la función de transferencia del estabilizador debe compensar la ganancia y fase de excitación del sistema, que en conjunto determinan la función de transferencia desde la salida del estabilizador hasta la componente del par de torsión eléctrico, que puede ser modulado a través del control de excitación.

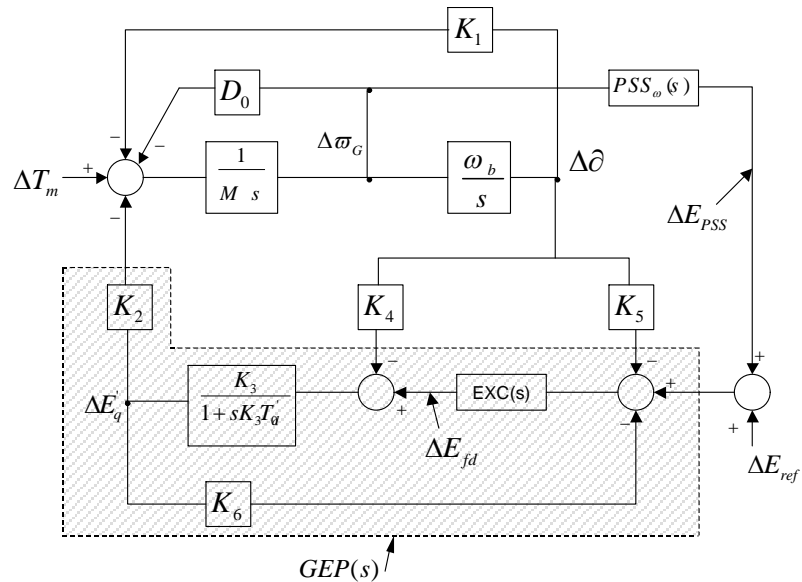
Esta función de transferencia, denominada GEP(s), está influenciada por la ganancia del regulador de tensión, el grado de generación de potencia, y la resistencia del sistema.

El diagrama de bloques de la **Fig. 2.17** muestra, en términos de funciones de transferencia de un sistema de pequeña señal, la relación entre los pares de torsión aplicados en un generador de turbina y la velocidad de rotor  $\omega_G$  resultante, y el desplazamiento angular del rotor  $\delta$ . Este par de torsión eléctrico tiene dos componentes: a)  $T_{ep}$ , producido por el estabilizador de potencia solamente modulando el flujo del generador, y b)  $T_{e0}$ , resultado de otras fuentes, incluida la variación de movimiento.



**Fig. 2.17:** Estabilizador con Entrada Velocidad. Diagrama de Bloques del Sistema.

La función de transferencia  $GEP(s)$  representa las características del generador, la excitación y la potencia del sistema, y se calcula a través del modelo simplificado de una máquina simple conectada a un bus infinito, representado en la **Fig. 2.18**. De este análisis se deduce que las características dinámicas de  $GEP(s)$  son proporcionales a las de un regulador de tensión en circuito cerrado cuando la velocidad del generador es constante ( $\Delta\varpi_G=0$ ).



**Fig. 2.18:** Modelo Simplificado de Máquina Simple con Bus Infinito.

Esta relación establece las bases de las formas de sintonización del estabilizador, que debe operar a través de una instalación GEP(s), cuyas características básicas son las siguientes:

1. Las características de fase de GEP(s) son idénticas a las características de la fase del regulador de tensión en circuito cerrado.
2. La ganancia de GEP(s) crece con la carga del generador
3. La ganancia de GEP(s) crece cuando el sistema se hace robusto. Este efecto se amplifica con reguladores de alta tensión.
4. Para ganancias transitorias de un típico regulador de tensión, del orden de  $20 \text{ pu } E_{fd} / \text{pu } \varepsilon$ , la ganancia de GEP(s) a las frecuencias de oscilación del mismo es proporcional a la ganancia del regulador e inversamente proporcional a la constante de tiempo del generador principal en circuito abierto y a la frecuencia de oscilación.
5. El retardo de fase de GEP(s) crece cuando el sistema se hace fuerte. El caso de mayor influencia se da con los excitadores de alta ganancia, puesto que la frecuencia de cruce del circuito del regulador de tensión se aproxima a la oscilación del mismo.

### **PSS con Entrada Velocidad ( $\Delta\omega$ )**

Un estabilizador de potencia que utiliza una variación de velocidad como entrada debe compensar los retardos en GEP(s) para producir un componente del par de torsión en fase con los cambios de velocidad, de forma que incremente la amortiguación de las oscilaciones del rotor.

Aunque las características ideales del estabilizador deberían ser inversamente proporcionales a GEP(s), el estabilizador real de velocidad debe utilizar un establecimiento de estados de retardo para compensar los retardos de fase de GEP(s) bajo el rango de frecuencia de interés. La ganancia debe ser atenuada a altas frecuencias para limitar el impacto del ruido y minimizar la interacción torsional y, en consecuencia, se requieren filtros paso- bajo y paso- banda [18].

Se incluye un filtro wash-out para prevenir offsets de tensión constante y cambios de frecuencia del sistema.

$$PSS_{\omega}(s) = K_s \frac{T_W s}{(1 + T_W s)} \frac{(1 + sT_1)(1 + sT_2)}{(1 + sT_3)(1 + sT_4)} \text{FILT}(s)$$

Como se ha descrito, el circuito estabilizador de la **Fig. 2.17** es menos estable bajo las condiciones de un sistema fuerte, y por tanto, estas condiciones establecen la ganancia máxima permisible del estabilizador de entrada velocidad, que necesitaría un control de adaptación de ganancia.

### PSS con Entrada Frecuencia ( $\Delta f$ )

La diferencia principal en el uso de un bus de frecuencia como señal de entrada de un estabilizador es que la sensibilidad de la señal de frecuencia a las oscilaciones del rotor se incrementa cuando el sistema de transmisión externo se vuelve débil, y tiende a compensar la reducción de ganancia desde la salida del estabilizador al par de torsión eléctrico,  $GEP(s)$ , dando resultado en sistemas de transmisión débil.

Este efecto se puede entender mediante la utilización del concepto de Factor de Sensibilidad de Señal de Entrada, que representa la función de transferencia desde la velocidad hasta la señal de entrada del estabilizador, en este caso, el bus de frecuencia.

$$S_F(s) = \partial f_G / \partial v$$

$SF(s)$  varía desde 0, en el caso extremo de una unidad conectada a un sistema infinitamente fuerte, hasta 1, con la unidad bajo las condiciones de circuito abierto.

Una aproximación de  $SF(s)$  se calculando la impedancia efectiva interna del generador con el regulador de tensión:

$$S_F(s) \cong X_e / [X_{GEN} + X_e] \quad (5)$$

Para ganancias típicas de reguladores de tensión, la impedancia efectiva de la máquina es aproximadamente igual a la reactancia subtransitoria bajo el rango de frecuencia de



interés en la aplicación del estabilizador, y para valores muy bajos de reactancia, la ganancia es reducida.

Por tanto, la ganancia del estabilizador puede ser ajustada para obtener el mejor funcionamiento posible bajo condiciones de sistemas de transmisión débiles, donde la contribución del estabilizador más se requiere, sin importar el exceso de ganancia.

La señal de frecuencia es más sensible a formas de oscilación entre instalaciones de potencia o grandes superficies que a las que se refieren sólo a unidades individuales.

Esto significa que es posible obtener una mayor contribución de amortiguamiento para modos de oscilación entre plantas o áreas que la que se obtendría con la velocidad de entrada.

### **PSS con Entrada Potencia ( $\Delta P$ )**

El uso de la aceleración de potencia como señal de entrada a un estabilizador tiene como ventaja bajos niveles de interacción torsional inherentes [20]. Además se puede utilizar una señal de velocidad fuertemente filtrada [21] para corregir aproximadamente las variaciones mecánicas de potencia.

La aproximación más común para analizar un estabilizador con entrada de potencia en sistemas de potencia donde la variación se comporta como un cuerpo rígido con modos de vibración torsional es tratar su entrada como una derivada de la velocidad.

La aproximación alternativa es utilizar como señal de entrada el concepto del Factor de Sensibilidad, y considerar los cambios eléctricos de potencia como el resultado de cambios de velocidad a través del sistema de potencia, en lugar de la causa de los cambios de velocidad.

El Factor de Sensibilidad de entrada para potencia es:

$$S_p(s) = \frac{\partial P_e}{\partial V_G} = \frac{\partial (T_G V)}{\partial V_G} \frac{1}{e_0} = \frac{\partial T}{\partial V} + P \quad a$$

$$= \frac{\omega_b K_{Te}(s)}{s} + P_e$$

$$= \frac{\omega_b K_{Te}(s)}{s} (1/\omega_{p0})$$

donde  $T_e$ ,  $P_e$  y  $\omega_G$  son todas p.u. en una base consistente.

Dado que el Factor de Sensibilidad de entrada potencia tiene una característica integral, con aproximadamente 90° de retardo de fase en el rango de frecuencia de interés, podría parecer que el estabilizador requiriera una fase adicional de 90° de avance.

Sin embargo, con esta entrada puede utilizarse una aproximación de fase no- mínima, por ejemplo, unas características de retardo de fase de 270° de desplazamiento.

La ventaja de estas características de retardo es que producen un decrecimiento de ganancia con la frecuencia, en oposición al incremento de ganancia con la frecuencia asociado con la aproximación de fase mínima utilizando las características de avance.

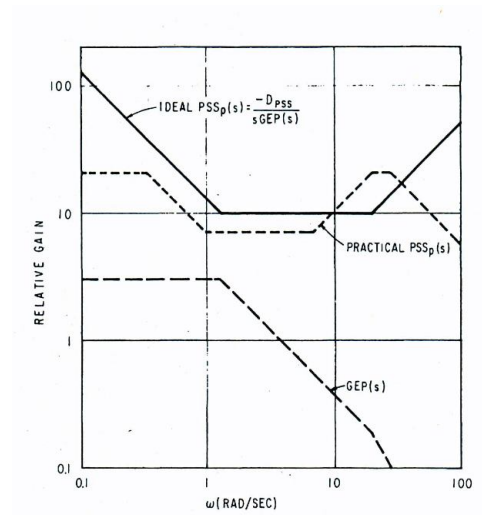
El retardo de fase de 270° puede obtenerse invirtiendo la señal eléctrica de potencia y diseñando el estabilizador de manera que la contribución neta del estabilizador y GEP(s) produzca 90° de retardo de fase por una característica integral.

Sin embargo, la aplicación de retardos a bajas frecuencias y avances a altas frecuencias no es práctica, debido al ruido a altas frecuencias.

La ganancia de baja frecuencia se puede reducir al utilizar una constante de tiempo, equivalente al filtro wash-out de un estabilizador con entrada de velocidad.

La combinación de un pequeño estado de avance/ retardo y un retardo a altas frecuencias proporciona una declinación perfecta de ganancia con la frecuencia, mientras se mantiene la fase adecuada cerca de la frecuencia local más alta.

La **Fig. 2.19** muestra una comparación de respuesta en frecuencia experimentada con un PSS ideal frente a uno real:



**Fig. 2.19:** Estabilizador de Entrada Potencia: Caso Ideal y Caso Real.

#### 2.4.1.2. Objetivos de Funcionamiento y Conceptos sobre Sintonización.

En este punto se analizan las siguientes cuestiones: objetivos de funcionamiento de los estabilizadores, en términos del tipo de oscilación para el que se pretende proporcionar amortiguamiento, condiciones de operación para las que la necesidad de estabilización es mayor, necesidad de acomodar múltiples modos de oscilación, y el significado de los modos de oscilación entre- plantas.

Además, se hace un primer análisis sobre la sintonización de estabilizadores, según las variaciones requeridas por las diferentes señales de entrada identificando las condiciones de operación bajo las que debe ser sintonizado cada tipo de estabilizador.

Por último, se examinan las características de funcionamiento relativo de los tres tipos de estabilizador para los dos casos de pequeñas y grandes perturbaciones, obteniendo una definición de funcionamiento del estabilizador que asegura un diseño robusto.

En resumen, se establece una relación entre el funcionamiento deseado y las características de compensación de fase, que da lugar a un procedimiento de sintonización práctica bastante sencillo.

## **Objetivos de Funcionamiento**

### **Límites de Estabilidad “Dinámica” o “Constante”**

La aplicación de estabilizadores extienden los límites estables de transmisión del sistema, acoplándose a través del control de excitación para contribuir al amortiguamiento de los modos de oscilación del sistema.

En consecuencia, es capacidad del estabilizador realzar el amortiguamiento bajo las condiciones de menor estabilidad, es decir, las “condiciones de funcionamiento”.

Se requiere principalmente una amortiguación adicional bajo condiciones de transmisión débil y cargas fuertes, como en el caso de transmisión de potencia a través de largas líneas de transmisión desde plantas de generación remotas, o conexiones débiles entre sistemas.

Es importante observar que el estabilizador proporciona amortiguamiento para pequeñas variaciones alrededor de un punto de operación constante, y no realza la estabilidad transitoria (capacidad de recuperarse de una perturbación severa), para lo que el estabilizador tiene a menudo un efecto eliminador.

La salida del estabilizador está limitada generalmente para prevenir impactos serios sobre ésta, pero se puede decir que la sintonización del estabilizador también tiene un impacto significativo sobre el funcionamiento del sistema después de una gran perturbación.

### **Modos de Oscilación del Sistema**

Las oscilaciones del sistema que afectan a la estabilidad se dan en el rango de frecuencia de 0.2 a 2 Hz y ocurren cuando los rotores de las máquinas, comportándose

como cuerpos rígidos, oscilan unos con respecto a otros, utilizando la acción de transmisión eléctrica entre ellos para intercambiar energía. Existen distintos modos de oscilación que a menudo se dan simultáneamente.

Los Modos de Oscilación Entre- líneas o Entre- áreas, se dan con la agregación de unidades en un extremo de las líneas de conexión, oscilando contra las unidades del otro extremo. La frecuencia de oscilación natural del modo entre- áreas está en el rango de 0.1 a 0.7 Hz.

Los Modos Locales de oscilación ocurren cuando unidades de generación remotas son conectadas a sistemas de potencia relativamente grandes a través de líneas débiles, principalmente transmisiones radiales [22, 23], y su frecuencia típica se encuentra en el rango de 0.8 y 2 Hz.

Además de estos, entre las frecuencias extremas de los modos entre- áreas y locales existen otros modos comúnmente encontrados en sistemas conectados débilmente [24], que son el resultado de oscilaciones entre unidades individuales sin un sistema y tienden a comportarse de forma similar a los modos locales.

Si las oscilaciones ocurren entre unidades en la misma instalación o planta, es consecuencia de la interacción de sus controladores más que del límite de estabilidad del sistema de transferencia. Son las Oscilaciones Entre- plantas, típicamente en el rango de frecuencia de 1.5 a 3 Hz.

No es deseable que un estabilizador responda a las oscilaciones Entre- plantas, por lo que es común utilizar un promedio de velocidad como entrada de todos los estabilizadores de la instalación, o también una suma de potencias.

Como conclusión, un estabilizador debe ser diseñado para proporcionar amortiguación al modo local adecuado bajo todas las condiciones de operación, con particular atención a las condiciones de cargas fuertes y transmisiones débiles, y simultáneamente a proporcionar una gran contribución al amortiguamiento de los modos entre- líneas. Estos criterios aseguran un buen funcionamiento para un amplio rango de condiciones.

## Conceptos de Sintonización

Los estabilizadores deben ser sintonizados para proporcionar el funcionamiento deseado del sistema bajo las condiciones que requieren estabilización, en general sistemas débiles con fuertes transferencias de potencia, y a la vez evitar el resto de condiciones del sistema. Como ya se ha descrito anteriormente, la instalación a través de la cual debe operar el estabilizador es la siguiente:

$$GEP(s) = \Delta T_{ep} / \Delta E_{pss}$$

donde:

GEP (s),- es la planta a través de la cual debe operar el estabilizador

Tep,- componente del par eléctrico de torsión debido únicamente a la acción del estabilizador

E<sub>PSS</sub>, - señal de salida del estabilizador

Esta instalación tiene la ganancia más alta y el mayor retardo de fase bajo condiciones de carga completa en la unidad y mayor robustez del sistema de transmisión.

La mayor ganancia de circuito ocurre con un sistema entre moderado y débil, que también tiene el menor retardo de fase. Por tanto, las “condiciones de sintonización” para los estabilizadores de entrada velocidad y potencia se dan con carga completa y el sistema de transmisión más fuerte. Las condiciones de funcionamiento se dan con un sistema de transmisión débil.

Mientras que la ganancia de la instalación decrece cuando el sistema se vuelve débil, al usar velocidad o potencia, la contribución amortiguadora para un sistema fuerte deberá maximizarse tanto como para asegurar el mejor funcionamiento con un sistema débil.

El objetivo de la sintonización de un PSS se consigue con el uso combinado de la compensación de fase y las técnicas de posicionamiento de raíces.

Tomando como ejemplo un estabilizador de entrada velocidad, que consiste en un filtro wash-out, un doble estado de avance/ retardo, y un filtro para atenuar altas frecuencias:

$$PSS_{\omega}(s) = sK \frac{T_w s}{1 + T_w s} \frac{(1 + sT_3)(1 + sT_4)}{(1 + sT_2)(1 + sT_1)} \quad \text{FILT}(s)$$

Se puede predeterminar lo siguiente: el filtro  $\text{FILT}(s)$  se representa con unas características de retardo de segundo orden con raíces complejas en  $-17.5 \pm j16$  rad / seg. Esta representación proporciona un retardo de fase equivalente al del filtro paso-banda torsional [25], sobre los 3.5 Hz. La constante de tiempo del filtro wash-out se establece en 10 seg., no teniendo así impacto sobre el modo local, y los estados de avance/ retardo son establecidos idénticamente, cada uno con una propagación de 10:1 entre las constantes de tiempo de retardo y avance.

El parámetro definido como la Frecuencia Centro de Compensación:

$$f_c = 1 / 2\pi \sqrt{T_1 T_2} \quad \sqrt{10} / 2\pi T$$

se varía para mostrar el efecto de los diferentes ajustes del estabilizador.

### **Compensación de Fase**

La dirección inicial de la migración de un autovalor mientras se incrementa la ganancia del estabilizador desde cero está determinada por la fase a la frecuencia del modo local de oscilación.

Para una perfecta compensación, es decir,  $\Phi_L = 0^\circ$ , deberá aplicarse una amortiguación positiva pura, y el autovalor se moverá directamente al semiplano izquierdo, sin cambio en la frecuencia.

Si existe retardo de fase, la frecuencia se incrementará en proporción a la cantidad de incremento de amortiguación, de la forma:

$$\Delta\omega_L = - \tan\phi_L / \Delta\sigma$$

donde:

$\omega_L$ , - frecuencia modo local (rad/ seg)

$\sigma_L$ , - ritmo de declive del modo local (seg<sup>-1</sup>)

$\Delta$ , - cambios implícitos debidos al estabilizador

Para  $\Phi_L = -45^\circ$ , la frecuencia se incrementará al mismo ritmo que el amortiguamiento, y para  $\Phi_L = -90^\circ$ , no tendrá lugar ningún cambio en el amortiguamiento, pero se incrementará la frecuencia.

### **Posicionamiento de Raíces (el Lugar de las Raíces)**

Consiste en el análisis de la migración de los autovalores cuando la ganancia del estabilizador se incrementa desde 0 hasta  $\infty$ .

En la teoría del Posicionamiento de Raíces, los polos del sistema en circuito abierto migrarán hacia los ceros del sistema en circuito abierto, mientras la ganancia se incrementa de 0 a  $\infty$ .

Existe por tanto una ganancia óptima a la cual el amortiguamiento es máximo, con unos autovalores asociados que corresponden a estas condiciones óptimas.

### **Compensación de Fase. Relación con el Posicionamiento de Raíces**

Cuando la ganancia se incrementa, se experimenta un incremento de frecuencia. La dirección de movimiento de cualquier punto a lo largo del diagrama se maneja por la fase y frecuencia que existen.

Esta característica es particularmente cierta para la amortiguación del cero, y aproximada cuando la raíz está significativamente subamortiguada ( $\sigma/\omega \ll 1$ ).

Con un análisis de cualquier sistema, tomando como referencia la Frecuencia Centro, podemos observar que las Frecuencias Centro de Compensación más altas, que proporcionan amortiguación adecuada al modo local, producirán la mayor contribución a los modos de oscilación entre-líneas.



Los criterios básicos en términos de compensación de fase son:

1. Es muy importante maximizar el ancho de banda sin el cual el retardo de fase permanece menor que  $90^\circ$ . Esto es cierto incluso aunque resulte una compensación de fase menor que la perfecta a la frecuencia del modo local.
2. El retardo de fase a la frecuencia del modo local debería ser menor que  $45^\circ$ . Esto puede mejorarse disminuyendo la constante del filtro wash-out. En general, es mejor fijar una constante de tiempo de limpieza mayor de 1 seg.

La ganancia y frecuencia a las cuales se da una inestabilidad también son indicativas sobre los establecimientos de avance/ retardo apropiados.

3. La frecuencia a la cual ocurre una inestabilidad es más alta para los mejores establecimientos de avance/ retardo. Es necesario maximizar el ancho de banda sin el cual el retardo de fase permanece menor a  $90^\circ$ .
4. La ganancia óptima para un establecimiento particular de avance/ retardo es coherentemente alrededor de  $1/3$  de la ganancia de inestabilidad.

## **Sintonización con Señales de Entrada Alternativas**

### **Estabilizadores de Entrada Velocidad**

La sintonización se estudia para el caso de un sistema de transmisión fuerte con 20% reactancia y carga completa en el generador, que representa el caso más restrictivo para un estabilizador de entrada velocidad.

La propagación de avance/ retardo de las constantes de tiempo del estabilizador se establecen inicialmente en 10:1, y la constante de tiempo de avance en 0.2 seg. ( $f_c = 2.5$  Hz). El autovalor del modo local se mueve hacia la izquierda e incrementa el amortiguamiento mientras que las raíces asociadas con el filtro del estabilizador se vuelven menos estables y eventualmente se hacen inestables. Para este caso, la ganancia óptima se obtiene alrededor de los 30, y la ganancia de inestabilidad es aproximadamente 90.

Una sintonización óptima debería proporcionar un intercambio entre ganancia a altas frecuencias y contribuciones a la amortiguación entre-líneas.

En todos los casos la ganancia óptima es aproximadamente  $1/3$  de la ganancia inestable.

### **Estabilizadores de Entrada Potencia**

El objetivo de usar potencia aceleradora como una señal de entrada al estabilizador se basa en el bajo nivel de interacción torsional inherente debido a su característica de fase no- mínima. En este caso se suele asumir una única constante de tiempo de retardo para proporcionar suficiente atenuación torsional.

Además, el uso de entrada potencia produce un cero en el origen extra en la función de transferencia de circuito abierto.

Debido a estas diferencias, el modo excitador del estabilizador de entrada potencia se vuelve inestable a una frecuencia mucho más alta y hay un margen de ganancia mucho mayor entre la ganancia de inestabilidad y óptima que en el caso del estabilizador de entrada velocidad.

En la práctica, la ganancia establecida bajo las condiciones de un sistema de transmisión fuerte proporciona una menor que la óptima, aunque adecuada, amortiguación al modo local bajo las condiciones de un sistema de transmisión débil.

### **Estabilizadores de Entrada Frecuencia**

El estabilizador de entrada bus de frecuencia tiene 2 grandes diferencias con respecto a la sintonización:

- La primera: la señal de frecuencia es menos sensible a las oscilaciones entre-plantas que la velocidad o la potencia.

Estos modos tienen frecuencias más altas que el modo local de la instalación, y el retardo de fase del circuito del estabilizador es mayor. Por tanto, con entradas

de velocidad o potencia, estos modos se volverán inestables e impondrán una limitación sobre el funcionamiento del estabilizador.

- En segundo lugar, la sensibilidad de la señal de frecuencia a las variaciones de velocidad se incrementa cuando el sistema de transmisión conectado se vuelve débil.

Esto compensa la reducción en ganancia desde la tensión de referencia hasta el par de torsión eléctrico,  $GEP(s)$ , debido a la debilidad del sistema de transmisión.

Como consecuencia, el estabilizador de entrada frecuencia puede ser sintonizado para un mejor funcionamiento bajo condiciones de transmisión débiles donde más se requiere la contribución del estabilizador.

Aunque estas diferencias en los criterios de sintonización generalmente den como resultado una ganancia de alta frecuencia menor para los estabilizadores de entrada frecuencia que para los estabilizadores de entrada velocidad, todavía se requiere una atenuación significativa a frecuencias torsionales para prevenir una excesiva interacción torsional.

Para la aplicación de un PSS de entrada frecuencia en un sistema de transmisión débil son necesarias unas propagaciones de avance/ retardo comparativamente pequeñas para obtener compensación de fase para la frecuencia más baja de la oscilación del rotor asociada al sistema de transmisión débil.

## **Características de Funcionamiento**

### **Modo Local**

Si se observa el efecto de varios tipos de estabilizadores sobre los autovalores dominantes mientras la reactancia del sistema de transmisión varía, en apariencia, los estabilizadores de entrada velocidad y potencia exhiben características similares, con el estabilizador de entrada potencia produciendo más amortiguamiento al modo local (debido al menor retardo de fase asociado con la filtración torsional).

Tanto para los estabilizadores de entrada velocidad como para los de entrada potencia, el modo excitador se vuelve más estable cuando el sistema se vuelve más débil, mientras que el modo local se vuelve menos estable.

Con el estabilizador de entrada frecuencia, el modo excitador se vuelve menos estable cuando el sistema de transmisión se debilita, como es de esperar debido al incremento en el factor de sensibilidad de la señal de entrada, mientras que la amortiguación del modo local es relativamente insensible a la intensidad del sistema de transmisión.

El estabilizador de entrada potencia proporciona la mejor amortiguación al modo local de todas.

El estabilizador de entrada velocidad proporciona mejor amortiguación al modo local que el estabilizador de entrada frecuencia para sistemas de transmisión fuertes, mientras que la amortiguación al modo local para el estabilizador de entrada frecuencia es superior a la del estabilizador de entrada velocidad para sistemas de transmisión débiles.

### **Modo Entre-áreas**

Para la situación de una máquina simple, donde el modo local es la única consideración, solamente se necesita considerar la recuperación de las primeras oscilaciones, puesto que el estabilizador siempre estará actuando correctamente sin sus límites, para ayudar a amortiguar las oscilaciones resultantes.

En un entorno multimáquina, sin embargo, una oscilación más que la primera puede ser crítica, y el funcionamiento no lineal del estabilizador comienza a ser importante. Esto puede reflejarse en un análisis de funcionamiento de gran señal.

Una situación agresiva, recordando los modos de oscilación de altas frecuencias, como modos locales y modos entremáquinas sin una instalación, causarán que el estabilizador se sature en respuesta a estas oscilaciones, que siguen a grandes

perturbaciones, y por tanto, permitirán que las oscilaciones entre-áreas se incrementen en la segunda oscilación.

En este caso, la segunda oscilación entre-áreas es peor con un estabilizador que tiene una gran amortiguación en pequeña señal que sin estabilizador.

Ante una falta, el estabilizador de entrada velocidad realizaría el mejor trabajo limitando la oscilación, seguido de la frecuencia, mientras que el estabilizador de entrada potencia proporcionaría el funcionamiento más pobre.

#### **2.4.1.3. Consideraciones Prácticas.**

En este punto se presentan unas directrices para la sintonización de los estabilizadores descritos de entradas de velocidad, frecuencia o potencia, que permiten alcanzar un rendimiento satisfactorio con un esfuerzo limitado, basadas en la experiencia práctica [26, 27, 28] y en literatura [29, 30, 31, 32].

Además se discute el diseño del equipo; en concreto, cuestiones como la filtración requerida para la interacción torsional con los diferentes tipos de estabilizadores, los efectos del ruido eléctrico del sistema de potencia sobre el funcionamiento del estabilizador, y para los estabilizadores de entrada potencia.

### **Procedimientos de Implementación de Estabilizadores**

La implementación de un estabilizador de sistema de potencia implica el ajuste de su frecuencia característica y ganancia para producir el deseado amortiguamiento a las oscilaciones del sistema en el rango de frecuencia de 0.2 a 2.0 Hz.

La función de transferencia de un estabilizador de sistema de potencia genérico se puede expresar como:

$$PSS_{\omega}(s) = K \frac{T_w s}{1 + T_w s} \frac{(1 + sT_1)(1 + sT_2)}{(1 + sT_3)(1 + sT_4)} \quad FILT(s)$$

donde:  $K_s$  ,- ganancia del estabilizador

$FILT(s)$  ,- función de transferencia combinada del filtro torsional y transductor de la señal de entrada

La frecuencia característica del estabilizador se ajusta variando las constantes de tiempo  $T_w$ ,  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$  y  $T_4$ .

El conocimiento de los modos de oscilación del sistema de potencia para los cuales debe proporcionar amortiguación el estabilizador establece el rango de frecuencias bajo las que debe operar el mismo. Es conveniente establecer las condiciones del sistema de potencia más débil y la carga asociada para un funcionamiento estable, ya que la aplicación de un adecuado estabilizador de sistema de potencia se determinará bajo estas condiciones de funcionamiento.

Puesto que la limitación de ganancia de algunos estabilizadores, como son los de entrada de velocidad y potencia, se da con sistemas de transmisión fuertes, es necesario establecer el sistema más fuerte creíble como el de las “condiciones de sintonización” para estos estabilizadores. La experiencia sugiere que se asegurará un sólido rendimiento a través del diseño de un estabilizador con un sistema de reactancia externa con un rango de entre 20% y 80% de la unidad.

### **Criterios de Funcionamiento**

La sintonización del estabilizador que produce el mejor funcionamiento ha sido diseñada para proporcionar una amortiguación al modo local constante en el rango de  $-1$  a  $-2 \text{ seg.}^{-1}$  (es decir, constantes de tiempo de declive de la oscilación entre 1 seg. y 0.5 seg.) para sistemas desde moderados a débiles. Una amortiguación menor proporcionaría un funcionamiento bastante oscilatorio, y una amortiguación en exceso reduce mucho la función del regulador de tensión del sistema de excitación. Para asegurar la amortiguación sobre el rango de frecuencia más amplio posible, las constantes de tiempo de éste,  $T_w$ ,  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$  y  $T_4$ , deben establecerse para compensar el retardo de fase asociado con la instalación, de tal forma que el retardo de fase neto sea:

1. Menor de 90° para la más amplia gama de frecuencias posible.
2. Entre 0° y 45° desde la frecuencia más baja del modo entre-líneas hasta la más alta frecuencia del modo local.

### **Condiciones del Sistema**

Para los tres tipos de estabilizadores, la carga completa del generador produce la mayor ganancia de circuito. Para los estabilizadores de entrada velocidad y potencia, el sistema más fuerte presenta la ganancia de circuito más alta y el mayor retardo de fase. Para los estabilizadores de entrada frecuencia, la ganancia de circuito más alta se da con el sistema de transmisión más débil.

### **Identificación de Instalaciones**

Las constantes de tiempo deseadas del estabilizador dependen de las características de fase de la función de transferencia en circuito abierto de la instalación, es decir, desde la salida del estabilizador hasta el par de torsión con velocidad del rotor constante:

$$GEP(s) = \Delta T_{ep} / \Delta E_{PSS}$$

donde:             $GEP(s)$  ,- la instalación a través de la cual debe operar el estabilizador  
                        $T_{ep}$  ,- componente del par de torsión eléctrico debido solamente a la acción del estabilizador (con velocidad del rotor constante)  
                        $E_{PSS}$  ,- señal de salida del estabilizador

$GEP(s)$  es proporcional a las características del regulador de tensión en circuito cerrado con velocidad de rotor constante.

La función de transferencia desde la tensión de referencia hasta la tensión terminal, por consiguiente, proporciona la mejor medida de la información de fase requerida.

Esta medida se obtiene mediante la introducción de señales sinusoidales en la tensión de cruce del regulador y utilizando un analizador de función de transferencia para determinar la ganancia y la fase de las variaciones de tensión terminal resultante con respecto a la señal de conducción.

Recientemente se han desarrollado algunas técnicas para utilizar señales de ruido que son procesadas por equipos de instrumentación digitales que identifican esta función de transferencia [33].

### **Establecimiento de las Constantes de Tiempo**

Las constantes de tiempo del estabilizador se establecen para proporcionar la compensación de fase deseada. Es conveniente tener un sistema ligeramente descompensado, ya que un retardo de fase de entre  $20^\circ$  y  $40^\circ$  a las frecuencias de oscilación del sistema darán como resultado un componente del par eléctrico de torsión debido al estabilizador, muy amortiguado con algunas sincronizaciones positivas. Una compensación de fase perfecta implica un retardo de fase cero para el estabilizador de entrada velocidad o frecuencia, y  $90^\circ$  de retardo para un estabilizador de entrada potencia.

Los estados de avance/ retardo del estabilizador deben compensar también el retardo de fase introducido por los filtros torsionales.

El rango de frecuencia sobre la que se requiere una compensación de fase depende de la señal de entrada empleada en el estabilizador. Todos los estabilizadores se deben ajustar para producir algún retardo de fase a las frecuencias más bajas de los modos de oscilación entre-áreas, en el entorno de 0.2 a 0.5 Hz. Un avance de fase a estas frecuencias causará que el estabilizador produzca un componente desincronizante del par de torsión, que tendría un impacto negativo sobre la estabilidad transitoria.

Para los estabilizadores de entrada potencia y velocidad, sensibles por igual a los modos locales, la compensación del estabilizador debe extenderse una frecuencia tan alta como sea posible. Como ya se ha observado, los ajustes del estabilizador que producen un retardo de fase neto menor de  $90^\circ$  por encima de 3 a 3.5 Hz darán buenos resultados. La limitación del retardo de fase a estas altas frecuencias es más importante que obtener una compensación de fase perfecta a bajas frecuencias con estabilizadores de entrada velocidad y potencia.



Con un estabilizador de entrada frecuencia, insensible a los modos de oscilación local, no es tan importante compensar a altas frecuencias; el retardo de fase se puede permitir mayor de  $90^\circ$  en el rango de frecuencia entre 1.5 a 2 Hz. Esto permite sintonizar el estabilizador con constantes de tiempo menores de avance/ retardo y, en consecuencia, menor ganancia de altas frecuencias.

El correcto ajuste de las constantes de tiempo del estabilizador puede verificarse con un simple test práctico, que determina puntos en un “Diagrama del Lugar de las Raíces” con medidas prácticas. La migración inicial del autovalor del modo local, medida a través de cambios en la frecuencia y amortiguación, puede determinarse mediante la estimulación de la oscilación, inicialmente con ganancia cero del estabilizador, y posteriormente variando levemente esta ganancia para causar un cambio en la amortiguación.

La estimulación de las oscilaciones puede realizarse con cambios en el regulador de tensión, en la línea de conmutación, o a través de la modulación de la tensión de referencia.

La oscilación resultante proporcionará la información que se necesita sobre la frecuencia y amortiguación; la frecuencia mediante la duración de un número de ciclos, y la amortiguación mediante el trazado de su magnitud frente al tiempo o ciclos en un gráfico de semi-logaritmos [26].

Actualmente existen técnicas modernas que utilizan señales de ruido aleatorias con microcomputadoras de instrumentación, muy eficaces para estas pruebas.

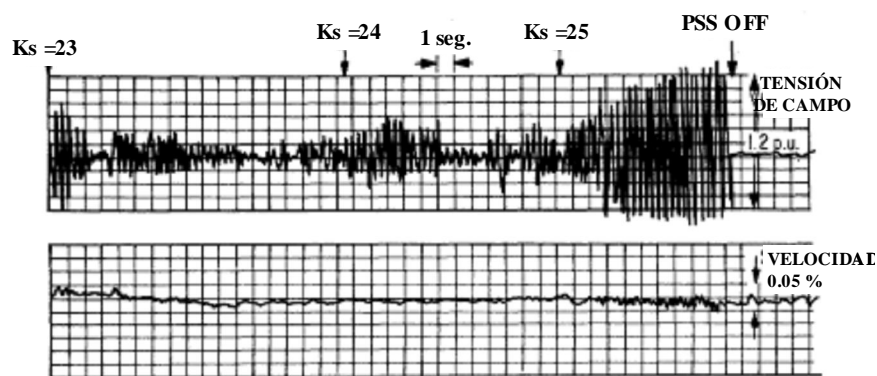
La dirección inicial del movimiento del autovalor debe producir un incremento de la amortiguación y una frecuencia de oscilación ligeramente mayor. La dirección de la migración de este autovalor en el plano-s está directamente relacionada con el ángulo de compensación de fase del circuito del estabilizador.

### **Establecimiento de la Ganancia**

La ganancia deseada del estabilizador puede establecerse a través de la ganancia del estabilizador que produce inestabilidad. Esta segunda se obtiene mediante un test práctico llamado “test de margen de ganancia” [26, 27, 29, 31]. Este test consiste en incrementar lentamente la ganancia del estabilizador hasta que se observa una

inestabilidad, caracterizada por oscilaciones crecientes a una frecuencia mayor que la del modo local de oscilación en la instalación, generalmente en el rango de 2 a 4 Hz. La salida del estabilizador y tensión práctica del excitador son las señales más sensibles a través de las cuales se monitoriza la inestabilidad. Una vez detectada, el estabilizador se deja fuera de servicio. La reducción de los límites de salida del estabilizador minimizará el nivel de disturbios de potencia durante el test.

La **Fig. 2.20** muestra un ejemplo de señales de excitador y velocidad en el test de margen de ganancia.



**Fig. 2.20.** Test de Margen de Ganancia

Durante las pruebas de establecimiento de ganancia, pueden monitorizarse las oscilaciones torsionales en la señal de salida del estabilizador para asegurar que el filtro torsional está funcionando correctamente.

Como ya se ha descrito, existe una relación entre la ganancia de inestabilidad y la ganancia deseada del estabilizador. Esta relación también es dependiente de las características del filtro de altas frecuencias y la señal de salida del estabilizador. Con la filtración de altas frecuencias, la ganancia deseada es aproximadamente un tercio de la ganancia de inestabilidad para entrada frecuencia, característica válida para la mayoría de los equipos prácticos que utilizan entrada velocidad o frecuencia. Sin embargo, la baja filtración torsional asociada al estabilizador de entrada potencia permite una ganancia mucho mayor antes de registrar una inestabilidad.

La ganancia de inestabilidad se determina con unas condiciones de operación que causan la más alta ganancia de circuito del estabilizador. Con el estabilizador de entrada frecuencia, la ganancia de circuito más alta se da con las condiciones de un sistema débil, bajo las cuales no se debe realizar el test de margen de ganancia. En este caso, el procedimiento a seguir sería calcular la ganancia relativa de circuito como una función de la resistencia del sistema, probar el sistema bajo condiciones bastante fuertes, con la ganancia de inestabilidad observada utilizada junto con este cálculo y extrapolarla a la ganancia de inestabilidad que tendría lugar con un sistema débil. Este mismo criterio se puede utilizar en las difíciles pruebas a carga completa; los tests pueden realizarse con cargas ligeras y usar los cálculos para extrapolarlos a carga completa.

### **Establecimiento de los Límites de Salida**

La salida del estabilizador debe limitarse para evitar las señales de amortiguación procedentes de la saturación del sistema de excitación y por tanto vencer la función del regulador de tensión.

Como criterio general, cuando se lleva la salida del estabilizador hasta sus límites a frecuencias entre 0.5 y 2 Hz, la respuesta del sistema de excitación se dará dentro de sus límites. Este criterio debería mantenerse con carga completa en la unidad y con sistemas de transmisión entre moderados y débiles ( $X_e > 0.5$  pu).

### **Interacción Torsional**

Es primordial que los estabilizadores no induzcan a inestabilidades torsionales. Éstas pueden ocurrir en casi todos los sistemas de excitación modernos puesto que tienen ganancias relativamente grandes a altas frecuencias. Una inestabilidad de torsión del estabilizador puede causar una saturación en la salida del estabilizador, que se volvería inefectivo, y posiblemente también saturación en el regulador de tensión, dando lugar a una pérdida de sincronismo.

Se establecen 2 criterios básicos para el diseño de estos filtros:

1. Asegurar que el cambio máximo posible en la amortiguación de cualquier modo torsional es menor que cualquier fracción de la amortiguación torsional inherente.
2. Minimizar el retardo de fase del filtro en el rango de frecuencia de entre 1 y 3 Hz para asegurar un funcionamiento adecuado del sistema.

El criterio para un buen diseño se basa en la utilización de los establecimientos del estabilizador, para establecer la interacción torsional para un amplio rango de condiciones operativas de un sistema, la estimación de la amortiguación inherente a aquellas condiciones de operación y diseñar los requerimientos de filtros de atenuación para proporcionar un margen seguro con un exceso de 20 db.

### **Señales de Entrada Alternativas**

Los estabilizadores de entrada velocidad requieren generalmente la mayor atenuación torsional. Estos requerimientos de filtración pueden minimizarse instalando un captador de velocidad en cada final de la variación.

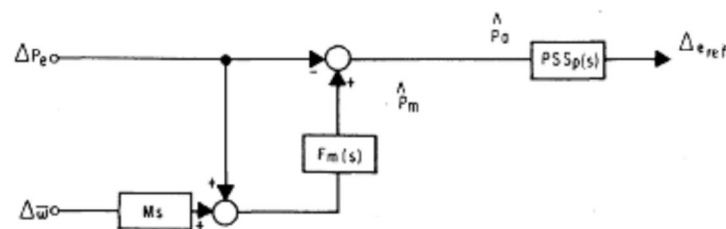
La señal de entrada frecuencia, generalmente tiene un contenido de frecuencia torsional menor que una señal de velocidad tomada del nivel frontal o excitador. La sintonización de un estabilizador de entrada frecuencia no necesita tener en cuenta los modos locales de altas frecuencias, incluyendo modos de oscilación entre-plantas.

En los estabilizadores con entrada potencia aceleradora, la característica de fase no-mínima da como resultado una interacción torsional mucho más pequeña que con los estabilizadores de entrada velocidad o frecuencia, que tienen características de fase mínima. Sin embargo, esta ventaja no elimina la necesidad de filtro torsional, debido a las primeras y relativamente pequeñas frecuencias de modos de torsión.

Puede hacerse una aproximación del cálculo de la filtración de la potencia mecánica con el método propuesto por deMello [34]: implica la obtención de una medida de variación de velocidad, realizar diferenciales en ella para determinar la verdadera potencia

aceleradora, y después obtener la potencia eléctrica para determinar la contribución mecánica. El uso directo de esta técnica es equivalente a utilizar un estabilizador de fase mínima con entrada velocidad y sus características de interacción torsional asociadas.

La señal generada para simular la potencia mecánica puede filtrarse de una forma bastante fuerte, utilizando la implementación de la **Fig. 2.21**, con la filtración de la señal de potencia mecánica representada como  $F_m(s)$ . Con  $F_m(s) = 1$ , este estabilizador se reduce a un estabilizador de entrada velocidad. Con  $F_m(s) = 0$ , un estabilizador de entrada potencia resulta tener las características de interacción torsional descritas. La filtración requerida en la señal de potencia mecánica simulada debe tener unas características de retardo de segundo orden en el estabilizador de combinación de potencia y velocidad para tener las mismas ventajas de interacción torsional asociadas con el estabilizador de entrada potencia aceleradora. Un filtro paso bajo con constante de tiempo doble cerca de la frecuencia del modo local, atenuará las magnitudes de interacción torsional al mismo nivel que con la potencia eléctrica sola



NOTA:	POTENCIA ACELERADORA	$\hat{P}_a = M s \omega_e P_e$	(A)
	POTENCIA MECÁNICA APROXIMADA	$\hat{P}_m = (M s \omega_e P_m) F(s)$	(B)
	POTENCIA ACELERADORA APROXIMADA	$\hat{P}_a = \hat{P}_m - P_e$	(C)

**Fig.2.21.** Implementación Funcional de Velocidad Extra

## Efecto de las Variaciones de Potencia Mecánica

Una compensación imperfecta de las variaciones de potencia mecánica con un estabilizador de entrada potencia, darán como resultado compensaciones transitorias de tensión durante los rápidos cambios de potencia mecánica.

Hay tres situaciones de referencia:

1. Una rápida respuesta del gobernador a una repentina declinación de la frecuencia del sistema causará un rápido incremento en la potencia de salida de la unidad (Ej. Pérdida de líneas a un área adyacente). La acción del estabilizador puede causar una reducción de tensión, que puede agravar el problema de estabilidad del sistema.
2. Un cierre rápido de válvula (Ej. Relevo después de una falta o sobreprotección), causará saturación del estabilizador. La rápida reducción de potencia que sigue al cierre de la válvula elevará la tensión y podría causar sobretensiones en las oscilaciones posteriores.
3. Existe un problema para la interacción del estabilizador del sistema de potencia y los controles del gobernador con los sistemas gobernadores de acción rápida.

### **Consideraciones Sobre el Ruido**

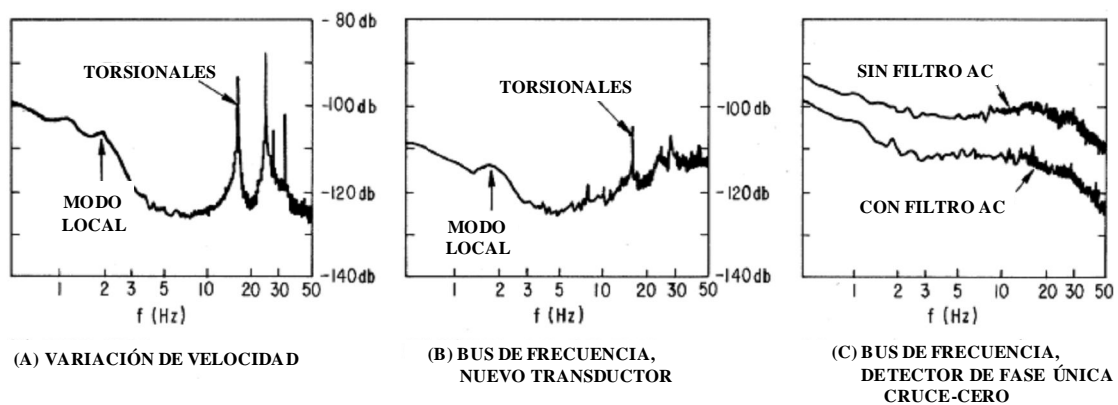
Los problemas de ruido de la señal de entrada del estabilizador de sistemas de potencia pueden darse en el caso de instalaciones situadas cerca de grandes cargas industriales, como hornos o calderas. Para los estabilizadores de fase mínima que tienen una ganancia que crece con la frecuencia, el ruido se amplifica considerablemente y puede causar saturación del estabilizador.

La utilización de potencia eléctrica, con sus características de fase no-mínima y ganancia de circuito decreciente en función de la frecuencia, está relativamente libre de problemas de ruido. La señal más sensible con respecto al ruido de sistemas de potencia es el bus de frecuencia alterna. Las grandes cargas industriales pueden distorsionar significativamente las ondas de tensión de las que se está detectando la frecuencia, provocando cruces-cero de los transductores, que dan falsas indicaciones e impiden potencialmente que el estabilizador mejore el funcionamiento del sistema.

Muchos de los problemas de ruido, particularmente en la señal de velocidad, se deben a oscilaciones torsionales. Por tanto, aplicar filtros torsionales para minimizar la interacción torsional con el estabilizador también ayuda considerablemente con respecto a la reducción de ruido.

Con respecto al uso de frecuencia como entrada al estabilizador, se puede observar el efecto del ruido más severo sobre distintas señales en la **Fig. 2.22**, que muestra los espectros de frecuencia medidos sobre la variación de velocidad (a), un transductor de frecuencia (b), y un transductor detector de frecuencia de cruce-cero (c) con y sin filtro paso-banda de 60 Hz sobre la tensión alterna.

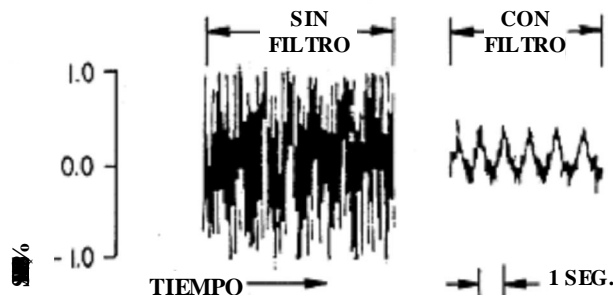
La señal de frecuencia es menos sensitiva a los modos locales y torsionales de oscilación que la señal de velocidad, pero experimenta más ruido en el rango de frecuencia de 10 a 50 Hz. El transductor de frecuencia tiene considerablemente menos ruido que el tipo de cruce-cero, incluso cuando se amplía el segundo con un filtro.



**Fig. 2.22.** Mediciones del Espectro en las Peores Localizaciones de Ruido

La **Fig. 2.23** muestra, a partir del espectro de frecuencia, el tiempo de respuesta del estabilizador, y su filtración torsional.

Sin el filtro torsional, la salida del estabilizador consiste, en su mayoría, de ruido. Con el filtro torsional, el problema de ruido se reduce, dejando solo el modo de oscilación local.



**Fig. 2.23.** Efecto del Filtro Torsional Calculado sobre el Ruido  
Medido en la Peor Localización para un PSS de Entrada Frecuencia

En resumen, el procedimiento de sintonización consiste en dos pasos básicos:

1. Establecer las constantes de tiempo del estabilizador para conseguir unas características de compensación de fase específicas para obtener el mejor funcionamiento.
  - a) Maximizar la frecuencia a la cual el retardo de fase compensado pasa de  $90^\circ$  (3 a 3.5 Hz para entradas velocidad o potencia, 2 Hz para entrada frecuencia).
  - b) Retardo de fase compensado a la frecuencia del modo local entre  $0^\circ$  y  $45^\circ$ , preferiblemente cerca de  $20^\circ$ .
2. Establecer la ganancia basada en la medición de la ganancia que causa una inestabilidad en el circuito del estabilizador.

#### **2.4.2. Control Robusto.**

Con el fin de amortiguar las oscilaciones de sistemas de potencia, la mayoría de los autores utilizan el clásico PSS, que no es robusto debido a las incertidumbres, y utilizan métodos como la colocación de polos, control adaptable, métodos robustos, etc. para el diseño del PSS.

Una solución para mejorar la estabilidad del sistema bajo las condiciones que le obligan a operar cerca de los límites de estabilidad es adoptar una estrategia de control adecuada. Sin embargo, antes de esto es necesario aclarar los rangos y mecanismos de amortiguación del sistema y las variaciones de los límites estables debidos a los parámetros de incertidumbre. Establecidos los rangos de variación para los modos críticos, los controladores robustos serán diseñados y sintonizados de forma que aseguren la estabilidad del sistema bajo diversas condiciones de operación y variación de parámetros.



Una de las aproximaciones más recientes para la sintonización de un único controlador robusto ha sido la aplicación de algoritmos genéticos.

## **Métodos para Considerar las Incertidumbres del Control Robusto de Estabilizadores y Evaluación de los Límites de Estabilidad.**

Este método, basado en la optimización, propuesto para el análisis de pequeñas perturbaciones en presencia de diversas incertidumbres, se desarrolla a través de dos cuestiones particulares: la sintonización robusta coordinada del PSS, y la evaluación de los rangos de amortiguación de los modos críticos en presencia de incertidumbres.

### **1) Sintonización Robusta de un PSS**

La aproximación utilizada aquí para la sintonización robusta coordinada de un PSS se basa en un procedimiento de optimización numérica. El modelo de sistema se linealiza alrededor de un punto de operación, y se supone que uno o varios de los parámetros del PSS dado deben ser calculados. La cuestión es determinar estos parámetros, definidos en un vector  $K, K \in \mathbb{R}^n$ , formado por  $K_j, j=1, \dots, n$  parámetros del PSS tales que el sistema de potencia sea estable ante pequeñas perturbaciones y tenga una correcta amortiguación ante oscilaciones críticas, para un amplio margen de condiciones de operación. La función utilizada es la siguiente:

$$F = \sum_k \sum_m \sum_i \alpha_0^{(k,m)} (\alpha_i^{(k,m)} - \alpha_0^{(k,m)})^2$$

Donde  $\alpha_i^{(k,m)}$  es la parte real de los autovalores y  $\alpha_0^{(k,m)}$  es un valor fijado de la amortiguación deseada. El índice  $m$  se refiere a las condiciones de operación del sistema, y el índice  $k$  representa una serie de parámetros del modelo de sistema usado.

La función representa la distancia en el plano complejo entre la parte real del autovalor  $i$  ( $\alpha_i^{(k,m)}$ ) y el valor de referencia  $\alpha_0^{(k,m)}$ . La minimización de la ecuación mediante el ajuste de los parámetros del PSS mueve los autovalores hacia la izquierda del plano complejo. El valor de la amortiguación deseada,  $\alpha_0^{(k,m)}$ , puede ser establecido individualmente para

cada condición de operación. Un valor cero de  $F$  significa que todos los modos tienen una amortiguación que no es peor que la deseada para las condiciones de operación consideradas.

En general, cualquier parámetro de control  $K_j$  a optimizar tiene el rango de variación siguiente:

$$K_j^{\min} \leq K_j \leq K_j^{\max}$$

La solución a la ecuación es una serie de valores controlables para  $K_j$ , que garantizan una correcta amortiguación de todos los modos, para todas las condiciones de operación consideradas y para los rangos de parámetros de incertidumbre del sistema dados.

## 2) Evaluación de la Incertidumbre del Sistema de Amortiguación.

Dado el vector de parámetros de incertidumbre  $M, M \in R^S$ , comprendido en el rango:

$$M_j^{\min} \leq M_j \leq M_j^{\max}$$

El objetivo del análisis es encontrar el rango de variación de amortiguación de los modos críticos del sistema, en función de los valores inciertos de  $M$ . La solución a este problema puede obtenerse en dos pasos, donde se obtienen los valores más optimistas y pesimistas de amortiguación, y las series correspondientes de parámetros  $M$  inciertos para cada caso. Con esta aproximación se asume que todos los parámetros inciertos son independientes, aunque en realidad dependen unos de otros.

## 3) Evaluación de la Incertidumbre del Límite de Estabilidad.

Considerando el mismo análisis anterior, se define el vector  $P$  como la dirección de carga del sistema, y representa el conjunto de parámetros de cualquier sistema.  $P_{\max}$  será el límite de estabilidad ante una pequeña perturbación. La cuestión es evaluar el límite de estabilidad de incertidumbre  $\Delta P_{\max}$  debido a los parámetros inciertos del sistema. El modo más simple de encontrar la solución es calcular la diferencia entre los valores más optimistas y pesimistas de  $P_{\max}$ , y de aquí:

$$\Delta P_{\max} = P_{\max}^{(\text{opt})} - P_{\max}^{(\text{pes})}$$

La eficiencia numérica de este procedimiento se puede mejorar utilizando aproximaciones.

## Control Robusto de Parámetros de PSS Utilizando la Aproximación de la Matriz de Desigualdades Lineales (LMI)

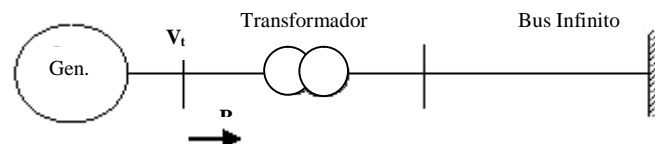
Este método para realizar un diseño de PSS que amortigüe las oscilaciones de sistemas de potencia está basado en la Teoría de Control  $H_\infty$ , utilizada para garantizar la robustez del controlador utilizado, y para obtener un controlador simple y fácil de implementar en la práctica. El funcionamiento del controlador se prueba en un generador síncrono conectado a un sistema de bus infinito.

Existen dos métodos para un diseño robusto del PSS, ambos basados en la Teoría de Control Robusto:

1. La aproximación  $H_\infty$ , basada en la teoría  $H_2$ , formula el problema en la estructura de la LMI y utiliza el entorno Matlab para resolver el problema de optimización. El controlador dinámico de gran orden resultante no es sencillo de aplicar en la práctica.
2. La aproximación más recomendada, basada en la teoría  $H_\infty$ , con la que se obtiene un controlador simple y práctico. Con este método se considera la instalación en el sistema de un controlador PID con coeficientes desconocidos, y se utiliza la aproximación LMI para encontrar los coeficientes óptimos. Este método garantiza la robustez del PSS y da como resultado un controlador realimentado muy sencillo de implementar en la práctica.

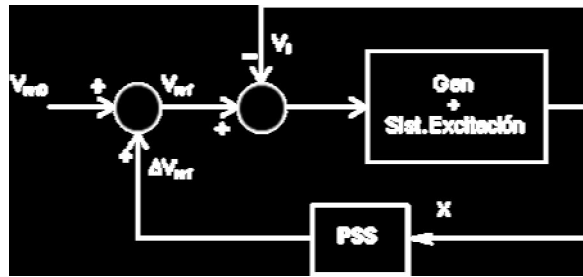
### 1) Modelo del Sistema

Para el estudio del sistema se considera una máquina síncrona conectada a un bus infinito a través de una línea de transmisión:



**Fig. 2.24:** Estructura del sistema bajo estudio

El diagrama de bloques del generador conectado a un PSS con entrada velocidad sería:



**Fig. 2.25:** Diagrama de Bloques del generador y PSS

Y sus ecuaciones de control:

$$\dot{\delta} = \omega$$

$$\dot{\omega} = \frac{1}{J} (T_m - T_e - D \omega)$$

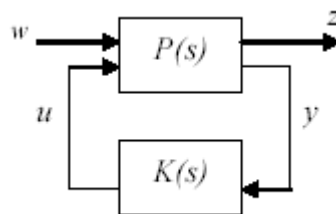
$$\dot{e}'_q = \frac{1}{T_{d0}} (E'_q - e'_d (x_d - x) i)$$

El modelo no lineal es linealizado alrededor de un punto de operación '0', obteniendo así el modelo de Heffron- Phillips.

## 2) Diseño del Controlador

### A) Control $H_\infty$ a través de la Formulación LMI

La Teoría  $H_\infty$  hace frente a la minimización de la ganancia RMS de lazo cerrado desde  $w$  hasta  $z$ :



**Fig. 2.26:** Sistema de lazo cerrado de control  $H_\infty$  robusto

La señal  $z$  es el conjunto de variables deseadas que deben ser controladas en presencia de una perturbación. El objetivo es diseñar una ley de control "u", basada en variables

medidas “y” tales que los efectos de la perturbación  $w$  sobre las variables deseadas  $z$  no excedan un valor dado  $\gamma$ , definido como garantía de un funcionamiento robusto.

Con la aproximación LMI, la forma de la planta  $P(s)$ , en espacio-estado, viene dada por:

$$\begin{aligned}\dot{x} &= Ax + B_1 w + B_2 u \\ z &= C_1 x + D_{11} w + D_{12} u \\ y &= C_2 x + D_{21} w + D_{22} u\end{aligned}$$

donde  $x$  es el vector de estados del sistema,  $z$  e  $y$  son las salidas deseadas y medidas, respectivamente,  $w$  es la perturbación y  $u$  la entrada del sistema.

El funcionamiento  $H_\infty$  se optimiza directamente resolviendo el siguiente problema de LMI:

**Enunciado 1:** la ganancia RMS en lazo cerrado desde  $w$  a  $z$  no excede  $\gamma$  si y sólo si existe una matriz simétrica positiva  $X_\infty$  tal que:

$$\begin{bmatrix} A_{cl} X_\infty + X_\infty A_{cl}^T & B_{\infty cl}^T X & C \\ B_{cl}^T & -I_{cl}^T & D \\ C_{cl} X_\infty & D & \gamma^2 I - \end{bmatrix} < 0$$

Al ser el orden del controlador dinámico que se obtiene con este método muy elevado, se podría aplicar el siguiente método.

## B) Aproximación Sugerida para el Diseño del Controlador Robusto PID a través de la Técnica LMI

Dado el sistema anterior, tras la linealización del modelo alrededor de un punto de operación, se obtiene el modelo de la planta  $P(s)$  siguiente:

$$\text{Ecuaciones de Estado : } \begin{cases} \dot{x} = Ax + Bu + Cw \\ z = Dx \\ y = Ex \end{cases}$$

$$\text{Estados del sistema : } x = \begin{bmatrix} \Delta\delta & \Delta\omega & \Delta\epsilon \end{bmatrix}$$

$$\text{Entrada : } u = \Delta E_{FD}$$

$$\text{Salida medida : } y = \Delta\omega$$

$$\text{Salida deseada : } z = \Delta\delta$$

donde:

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ \frac{K_1}{J} & -\frac{D}{J} & -\frac{K_2}{J} \\ -\frac{K_3 K_4}{T_f} & 0 & -\frac{1}{T} \end{bmatrix}, B = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{K_3}{T_f} \end{bmatrix}, C = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}$$

$$D = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \end{bmatrix}, E = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \end{bmatrix}$$

Los parámetros K1, K2, K3, K4 son los modelos de Heffron- Phillips.

Asumiendo que el estabilizador es un controlador PID con función de transferencia

$K(s) = k_1 + \frac{k_2}{s} + k_3 s$ , el objetivo es sintonizar los parámetros PID de tal forma que

$\|T_{ZW}\|_{\infty}$  no exceda un valor predeterminado  $\gamma$ .

De esta forma, utilizando las funciones de transferencia en circuito abierto de u y w, y la forma canónica controlable de las mismas, finalmente se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$A_{31} = -\frac{K_1 - K_3 K_4 T_f + K_2 K_3 T_f + K_2 K_3 k}{JT_f}$$

$$A_{32} = -\frac{(D + K_1 T_f + K_2 K_3 T_f + K_2 K_3 k)}{JT_f}$$

$$A_{33} = \left( \frac{1}{T_f} + \frac{D}{J} + \frac{K_2 K_3}{JT_f} + k \right)$$

Dadas estas ecuaciones, deben encontrarse los parámetros  $k_i$  tales que pueda delimitarse la norma infinita de la función de transferencia en circuito cerrado desde  $w$  hasta  $z$ .

**Enunciado 2:** la ganancia RMS de circuito cerrado desde  $w$  hasta  $z$  no excede  $\gamma$  si y sólo si existe una matriz  $X_\infty$  simétrica positiva y 3 parámetros  $k_i$  positivos reales tales que se cumpla la siguiente desigualdad:

$$\begin{bmatrix} A_{cl} X_\infty + X_\infty A_{cl}^T & B_{\infty cl}^T X C \\ B_{cl}^T & -I_{cl}^T D \\ C_{cl} X_\infty & D \gamma^2 I - \end{bmatrix} < 0$$

Esta combinación de variables  $x_i$  y  $k_i$  desconocidas forman una matriz de desigualdad no lineal.

Este problema se resuelve con la aproximación ILMI (LMI Iterativa), que divide el problema a su vez en dos de simple optimización, cada uno lineal en las variables decisivas, y luego resuelve el problema de forma iterativa.

Los dos problemas a resolver serían los siguientes:

1. Encontrar  $X_\infty$  tal que se satisfaga las desigualdades:

$$\begin{bmatrix} A_{cl} X_\infty + X_\infty A_{cl}^T & B_{\infty cl}^T X C \\ B_{cl}^T & -I_{cl}^T D \\ C_{cl} X_\infty & D \gamma^2 I - \end{bmatrix} < 0$$

$$X_\infty > 0$$

2. Encontrar  $k_i$  tal que se cumpla la desigualdad:

$$\begin{bmatrix} A_{cl} X_\infty + X_\infty A_{cl}^T & B_{\infty cl}^T X C \\ B_{cl}^T & -I_{cl}^T D \\ C_{cl} X_\infty & D \gamma^2 I - \end{bmatrix} < 0$$

### 2.4.3. Regulador Lineal Cuadrático.

En este punto se presenta un nuevo concepto para el diseño óptimo de estabilizadores de potencia como amortiguadores de sistemas de potencia multimáquina. Este concepto se desarrolla a partir del control proporcional e integral (PI) y del método del regulador lineal cuadrático (LQR), herramientas modernas para diseñar un PSS óptimo.

El diseño de este PSS se compara aquí con el PSS convencional (CPSS) y con el sistema sin PSS. En los resultados finales, la aplicación del PSS óptimo como amortiguador en el sistema de potencia puede mejorar de forma claramente visible el funcionamiento del sistema.

En los sistemas modernos es muy común el uso de estabilizadores como medida amortiguadora para devolver la condición de estabilidad al sistema. Uno de los trabajos más importantes al aplicar un PSS es la forma de obtener la mejor sintonización de sus parámetros para mejorar la estabilidad. En los PSS convencionales, los parámetros se sintonizan utilizando el método de “Prueba y Error” para fijar estos valores en las peores condiciones de operación. Sin embargo, cuando el sistema experimenta rangos muy amplios de puntos de operación, se puede llegar a tener dificultad para adaptar el PSS a las fluctuaciones del sistema.

Para mejorar el funcionamiento del control de frecuencia de carga, se ha desarrollado una estrategia combinada entre el controlador proporcional-integral (PI) y el Regulador Lineal Cuadrático (LQR) [35, 36]. Con esta estrategia es importante tener en cuenta que los parámetros del sistema multimáquina deben variar para distintas condiciones de carga, y que el funcionamiento del sistema depende del punto de operación, que varía con el tiempo. Con el fin de estabilizar simultáneamente distintas plantas o instalaciones, se propone aquí un control PI realimentado y un control LQR, que servirán para mejorar la salida del sistema de potencia.



## Control del Sistema de Potencia

### A) Modelo del sistema de Potencia.

Un sistema de potencia se puede representar como una ecuación de espacio- estado como la siguiente:

$$\dot{x} = Ax + Bu + Ld$$

$$y = Cx$$

Donde A es la matriz del sistema, B es la matriz de entrada, C es la matriz de medida,

$x = [\Delta\delta_i, \Delta\omega, \Delta E_{fdi}, \Delta V_{Fi}, \Delta V_{min}, \Delta T_{Ai}, \Delta Y, \Delta V^t]$  es la variable de estados, y es la variable de salida,  $d = [\Delta P_{Di}]$  es la perturbación, y  $u = [\Delta U_{ti}, \Delta U_{ci}]^t$  es la variable de entrada.

### B) PSS convencional (PSS).

El modelo lineal de un PSS común se representa como:

$$\Delta V_{Pi}(s) = K_{estab} \frac{s\tau_w}{1+s\tau_w} \left[ \frac{(1+s\tau_A)(1+s\tau_B)}{(1+s\tau_C)(1+s\tau_D)} \right] \Delta\omega(s)$$

Utilizando esta ecuación con tres nuevas variables  $\Delta V_{li}, \Delta V_{zi}, \Delta V_{pi}$ , se puede reescribir la variable de estados como:

$$x = [\Delta\delta_i, \Delta\omega, \Delta E_{fdi}, \Delta E_{Fdi}, \Delta V_{min}, \Delta T_{Ai}, \Delta Y_{li}, \Delta V_{zi}, \Delta V_{pi}, \Delta V_{li}, \Delta V_{zi}, \Delta V_{pi}]^t \quad (2)$$

### C) Control óptimo de realimentación LQR.

La ecuación de espacio-estado se puede resolver para obtener la ganancia óptima a través del control de realimentación de un regulador lineal cuadrático (LQR), utilizando un valor J como sigue:

$$J = \frac{1}{2} \int_{t_0}^{t_f} [x^T(t) Q x(t) + u^T(t) R u(t) dt]$$

La solución adecuada utilizando esta ecuación viene dada por la Ecuación Algebraica Riccati:

$$0 = A^T S + SA - SBR^{-1}B^T S + Q$$

La ganancia  $K_{op}$  correspondiente al sistema en circuito cerrado puede escribirse como:

$$K_{op} = R^{-1} B^T S \text{ y } \dot{u} = -K x$$

## DISEÑO DEL PSS ÓPTIMO

El controlador PI óptimo se elige bajo las condiciones de tiempo en que se produce una variación de perturbación  $\Delta P_D$  y el sistema está en circuito cerrado. Este controlador PI consiste en una ganancia integral  $k_I$  y una ganancia proporcional  $k_P$ , con las que se establece el estabilizador que tiene la misión de amortiguar. El controlador integral  $k_{Ii}$  se instala en el lado de la excitación y el controlador proporcional  $k_{Pi}$  se instala tanto en la turbina como en la excitación. Ambos controladores son el resultado de un nuevo concepto de amortiguación en sistemas multimáquinas.

Se puede desarrollar  $\Delta z_i$  como una nueva variable de estado del sistema:

$$\Delta e_i = \frac{1}{T_i} \int_0^{\tau} \Delta \omega \, d(t)$$

Utilizando:

$$\Delta z_i = - \int_0^{\tau} \Delta \omega \, d(t)$$

Se puede reescribir la ecuación anterior como:

$$\Delta e_i = \frac{1}{T_i} \Delta z_i$$

Para encontrar los valores óptimos de las ganancias  $k_p$  y  $k_i$  a través del controlador PI añadimos una nueva variable de estado  $x_N$ :

$$\dot{x}_N = A_N x_N + B_N u_N + L_N d$$

$$y_N = C_N x_N$$

Donde:

$$x_N = \begin{bmatrix} x \\ z \end{bmatrix}; \quad y = \begin{bmatrix} y \\ z \end{bmatrix}; \quad z = \begin{bmatrix} \Delta z_1 \\ \Delta z_2 \\ \Delta z_3 \end{bmatrix}$$

$$A_N = \begin{bmatrix} A & 0 \\ C & 0 \end{bmatrix}; \quad B_N = \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix}; \quad L_N = \begin{bmatrix} L \\ 0 \end{bmatrix}; \quad C_N = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

De aquí tenemos 27 variables de estado:

$$x_N = [x_1, \Delta z_1, \Delta z_2, \Delta z_3]^T, \quad \text{donde } x_1 = [\Delta \delta_{FD}, \Delta \omega_{FD}, \Delta E_{min}, \Delta V_{Ap}, \Delta V_2, \Delta V_3, \Delta Y_1, \Delta Y_2, \Delta Y_3, \Delta \delta, \Delta \omega, \dots, \Delta z_1, \Delta z_2, \Delta z_3]^T$$

La señal de control óptimo se escribe como:

$$u = -K_{op} x_N$$

Esta ecuación se puede separar en dos matrices, la de ganancia proporcional  $K_P$ , y la de ganancia integral  $K_I$  de la siguiente forma:

$$u = [K_P \quad K_I] x_N(t)$$

$$u = K_P x + \begin{bmatrix} k_{i1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & k_{i2} & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta z_1 \\ \Delta z_2 \\ \Delta z_3 \end{bmatrix}$$

$$K_P = \begin{bmatrix} k_{P11} & \cdot & \cdot & \cdot & k_{P1n} & k \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ k_{P61} & \cdot & \cdot & \cdot & k_{P6n} & k \end{bmatrix}$$

En un caso práctico, tendríamos tres señales de entrada para el lado de la excitación, cuyas ganancias de estabilizadores serían  $k_{p1j}$ ,  $k_{p3j}$  y  $y_{p5j}k$  y tres señales de entrada por el lado de la turbina cuyas ganancias serían  $k_{p2j}$ ,  $k_{p4j}$  y  $y_{p6j}k$ .

#### 2.4.4. Residuos.

En este punto la investigación se centra sobre el diseño de un nuevo estabilizador de potencia, y en concreto sobre la amortiguación de los modos entre-áreas. La entrada del PSS está formada por dos señales. La primera se encarga principalmente de amortiguar los modos locales en el área donde se instala el PSS, y utiliza la velocidad de rotor del generador como señal de entrada. La segunda es una señal global adicional para amortiguar modos entre-áreas. En este desarrollo se sugieren dos señales: la potencia activa en la línea y la diferencia de velocidad. La elección del lugar donde instalar el PSS, las señales de entrada y la sintonización está basada en el análisis modal y en la información de la respuesta en frecuencia. Estas dos señales, además, pueden utilizarse para realzar la amortiguación de los modos entre-áreas utilizando un SVC en la mitad del circuito de transmisión, conectando los dos grupos oscilantes.

La estabilidad de las oscilaciones electromecánicas entre dos generadores síncronos interconectados, como ya hemos visto, es la cuestión más necesaria para tener un sistema de operación seguro. Los modos locales están normalmente muy influenciados por los estados locales del área. Los modos entre-áreas son complicados de estudiar, porque requieren de estudios detallados del sistema interconectado al completo. Además, están influenciados por estados globales de áreas muy grandes.

El estudio de esquemas de control más efectivos está motivado por el hecho de incrementar la capacidad de transmisión de potencia de los sistemas limitados por inestabilidades oscilatorias. Las medidas de control que hoy en día se utilizan con más frecuencia son los PSS, con la velocidad de rotor como entrada.

Estos PSS son efectivos amortiguando modos locales, y si se sintonizan correctamente pueden también amortiguar adecuadamente los modos entre-áreas. La efectividad de la amortiguación de estos modos es limitada, puesto que las oscilaciones entre-áreas no se pueden controlar ni observar tan eficazmente como los modos locales. La investigación basada en señales globales obtenidas de los controladores para amortiguar modos entre-áreas son: la diferencia entre la desviación de velocidad de dos generadores, y el flujo de potencia activa de la línea de conexión.

La primera estrategia a utilizar emplea un controlador PSS de dos niveles, donde el primer nivel de control procede de señales locales, y se diseña para tratar de forma efectiva los modos locales. El segundo nivel de control proviene de un coordinador que utiliza estados globales seleccionados para tratar los modos entre-áreas débilmente amortiguados.

La segunda estrategia utiliza un SVC para realzar la amortiguación de los modos entre-áreas. Aunque los SVC suelen aplicarse más a menudo para apoyar el valor de tensión, también se pueden utilizar para incrementar la amortiguación de las oscilaciones.

### **Modos de Amortiguación del Sistema**

Para identificar los modos locales o entre-área de un sistema con N generadores se utiliza el modelo lineal de espacio-estado:

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{u} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \sum_{j=1}^N \mathbf{B}_j u_j$$

$$\mathbf{y}_j = \mathbf{C}_j \mathbf{x}$$

Donde  $\mathbf{B}_j$  y  $\mathbf{C}_j$  son el vector columna de la matriz de entrada y el vector fila de la matriz de salida, respectivamente, correspondientes a la máquina  $J$ . El análisis de autovalores de la matriz  $\mathbf{A}$  del sistema producirá los autovalores  $\lambda_i$  del sistema, y sus correspondientes autovectores derecho e izquierdo  $\mathbf{t}_i$ ,  $\mathbf{v}_i$ , respectivamente. Como hemos visto, los modos de oscilación se clasifican en locales o entre-áreas de acuerdo a su rango de frecuencia y estado del sistema. Para mejorar la amortiguación de los modos

poco amortiguados, se usa con frecuencia un PSS con señal de entrada velocidad del rotor. La situación de estos PSS viene determinada por los factores de participación (FP) de los residuos de la función de transferencia.

#### A) Localización del PSS Utilizando FP

El FP indica cuánto participa un estado determinado en un determinado modo. La participación del estado  $s$  en el modo  $i$  viene dado por:

$$PF_{is} = \frac{t_{is}}{\sum_{j=1}^n t_{js}} y$$

Por tanto, el generador con mayor FP en el modo seleccionado es un buen candidato para aplicar el control al sistema a través del PSS.

#### B) Localización del PSS Utilizando Residuos

La función de transferencia en circuito abierto para una entrada o salida determinada de un generador  $j$  del sistema es:

$$G_j = \frac{y_j}{u_j}$$

Lo cual puede también expresarse en términos de modos y residuos como:

$$G_j = \sum_{i=1}^n \frac{R_{ij}}{(s - \lambda_i)}$$

Donde  $R_{ij}$  es el residuo asociado con el modo  $i$  y la función de transferencia  $G_j$ . Viene dado por:

$$R_{ij} = \lim_{s \rightarrow \lambda_i} (s - \lambda_i) G_j(s)$$

El residuo también se expresa como:

$$R_{ij} = C_i t_j y B$$

En algunas ocasiones, el residuo se puede expresar en términos de controlabilidad y observabilidad:

Modo controlabilidad: la controlabilidad del modo  $i$  del generador  $j$  será:

$$\text{cont}_{ij} = |v_j B|$$

Modo observabilidad: la medida del modo observable de un modo  $i$  de una máquina  $j$  se puede definir como:

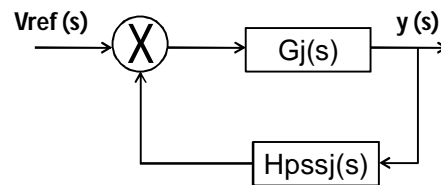
$$\text{obs}_{ij} = |C_i t|$$

De estas ecuaciones se deduce que:

$$|R_{ij}| = |C_i t v_j B|_{ij} = \text{cont}_{ij} * \text{obs}_{ij}$$

La **Fig. 2.27** muestra un PSS y la función de transferencia  $H_{pssj}(s)$  del generador  $j$ , dada por:

$$H_{PSSj}(s) = K_{PSSj} H_j(s)$$



**Fig. 2.27.** Generador  $j$ -ésimo con PSS

Añadiendo el efecto de realimentación del sistema y utilizando las ecuaciones anteriores tenemos que los autovalores se definen como:

$$\Delta\lambda_i = R_{ij} H_{PSSj} H_j(\lambda)$$

Incluso con varios PSS instalados en distintos generadores, algunos modos resultarán insuficientemente amortiguados. Por esta razón, a veces es necesaria una amortiguación adicional para los modos entre-áreas.

## Aproximación al Diseño del Controlador

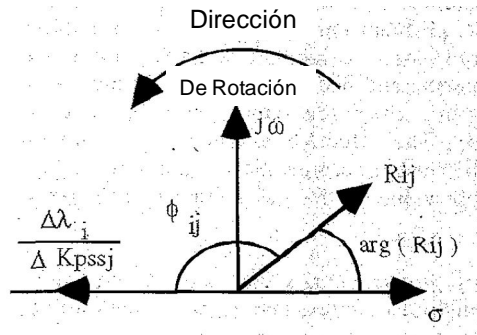
Como hemos visto, un controlador en el generador  $j$  es más efectivo en la amortiguación del modo  $i$  si se elige una entrada tal que  $R_{ij}$  sea máxima; por tanto la señal con mayor observabilidad debe ser la elegida como entrada al controlador. El cambio de los autovalores debe dirigirse hacia la izquierda del plano complejo. Esta operación se consigue con la elección de la fase de  $H_{pssj}(s)$ , utilizando la compensación de fase de adelanto. La cantidad de fase requerida  $\Phi_{ij}$ , que se muestra en la **Fig.2.28**, se determina como:

$$\Phi_{ij} = 180^\circ - \arg(R_{ij})$$

Si  $H_j(s)$  es una ganancia estática, es decir,  $H_{pssj}(s) = K_{pssj}$ , entonces:

$$\Delta\lambda_i = \Delta\sigma + j\Delta\omega_{ssj} = K_{ij} \{ \operatorname{Re}(R_{ij}) + j\operatorname{Im}(R_{ij}) \}$$

Esta ecuación muestra que el cambio en la amortiguación y la frecuencia del modo  $i$ -ésimo, debido a la ganancia estática de realimentación es proporcional a las partes real e imaginaria del residuo, respectivamente.



**Fig. 2.28.** Efecto de la Compensación del Residuo en el modo  $i$ -ésimo del generador  $j$ -ésimo

Para modos locales, el residuo más grande está siempre asociado con el estado local de la velocidad de rotor del generador, por tanto, generalmente se usa como entrada al PSS. Para los modos entre-áreas, el estado con mayor observabilidad puede no estar en la misma área que el generador con la mayor controlabilidad. El estado con mayor observabilidad podría ser un estado del sistema que combine información de distintas áreas.



### **Diseño Propuesto para un PSS de dos Niveles**

El diseño del nuevo PSS proporciona una señal de control que es la suma de dos componentes de las señales de control.

La primera señal de control  $u^l$  se emplea para proporcionar amortiguación a los modos locales utilizando la señal de variación de velocidad de rotr del generador como entrada al PSS. El ángulo de compensación se recoge de la frecuencia del modo local, y las constantes de tiempo del controlador se eligen acorde a este. Debido a esta elección, el modo local se amortigua ampliamente. Esta parte del controlador se denomina PSS1, y puede ser considerada como un controlador de primer nivel en un esquema de dos niveles.

La segunda señal de control,  $u^g$ , se emplea para proporcionar amortiguación a los modos entre áreas, controlados por las máquinas seleccionadas a través de una señal global. El ángulo de compensación se recoge de la frecuencia del modo entre-áreas, con PSS1 en servicio, y las constantes de tiempo del controlador se eligen para proporcionar este ángulo. Esta parte del controlador se denomina PSS2, es el segundo nivel del controlador.

Con la elección correcta de estas señales se puede obtener un incremento de la magnitud del residuo para los modos entre-áreas y por tanto, una amortiguación más efectiva y robusta.

#### 2.4.5. Algoritmos Genéticos.

Este punto presenta el diseño de un algoritmo genético basado en PSS para sistemas de potencia multimáquina. El método propuesto hace uso de la aproximación de sintonización de parámetros basada en las ecuaciones de Lyapunov y la integra en el proceso genético. Este proceso de búsqueda proporciona un establecimiento global bastante adecuado de los parámetros del PSS para varios generadores simultáneamente, y por tanto, elimina los problemas generados por los autovectores de los métodos de sintonización secuencial. La robustez del PSS queda asegurada porque el algoritmo genético utiliza un rango de operación y búsqueda de dominio que no se consigue con otros PSS sintonizados con métodos convencionales.

En un sistema de potencia multimáquina con distintos modos de oscilación poco amortiguados, la mayoría de los PSS utilizados necesitan una sintonización óptima en tiempo real. La implementación de estos PSS requiere un cálculo continuo, para identificar el modo, utilizando estimación de parámetros y evaluación de la estrategia de control.

En los últimos años, las investigaciones se han centrado sobre todo en aplicaciones de avanzados métodos de cómputo numérico, como son las redes neuronales y los algoritmos genéticos (GA), todos ellos para aplicar en la sintonización de PSS. En este resumen se presenta el diseño de un GA basado en PSS que utiliza la estabilidad de Lyapunov y sus criterios de optimización de parámetros.

Los algoritmos genéticos son técnicas de búsqueda global y proporcionan una potente herramienta para la optimización de problemas, identificándolos con los mecanismos de selección natural y genética. Éstos operan sobre un gran volumen de soluciones potenciales, aplicando el principio de supervivencia para generar mejores aproximaciones a una solución.

El conjunto de soluciones se mejora continuamente con respecto al objetivo buscado, reemplazando los individuos más débiles por otros nuevos, mejor adaptados al ambiente, como en la evolución natural.

El funcionamiento de cada individuo, su adaptación, en el dominio del problema está asegurado por medio de una función objetiva que establece al final las bases del proceso de selección. Cuanto mayor es la eficiencia del individuo, mayor es la posibilidad de que se transmita su información genética a las generaciones sucesivas. A continuación, los individuos seleccionados son modificados a través de la aplicación de operadores genéticos, con el fin de obtener la siguiente generación.

La optimización de los parámetros del PSS basada en GA es más un método de aproximación óptima global que una optimización convencional, puesto que se busca la solución de entre un conjunto determinado de posibles soluciones, y está basada en reglas de probabilidad.

La introducción a los GA ayuda a obtener una buena sintonización para todos los parámetros del PSS a la vez, puesto que contempla las posibles interacciones entre ellos.

El PSS considerado es el circuito convencional de adelanto de fase con ganancia  $K_c$  y constante de tiempo  $T_1$ , como el siguiente:

$$u(s) = \frac{sT_w}{1+sT_w} \left( \frac{1+sT_1}{1+\frac{1}{2}sT} \right)^3 \Delta\omega$$

$T_w$  es la constante de tiempo del filtro wash-out, que se utiliza para señales en continua. Si el, los cambios en la velocidad modificarían la tensión terminal.  $\Delta\omega$  es la desviación de la velocidad del rotor, en p.u., después de una pequeña perturbación en el sistema. Se considera la señal de entrada al PSS.



Si se aplica una transformación coordinada en la ecuación anterior, para eliminar los términos de la perturbación y reducirlos a la forma estándar de espacio-estado en circuito cerrado, tenemos:

$$\underline{\dot{x}} = \underline{\dot{x}} - \underline{\dot{x}}(\infty)$$

$$\frac{d\underline{\dot{x}}}{dt} = A \cdot \underline{\dot{x}}$$

$$\underline{\dot{x}}(\infty) = -\underline{\dot{x}}'(0) = -A^{-1} \Gamma p \text{ es el valor de estado de } \underline{\dot{x}}.$$

Los parámetros del PSS a optimizar son la constante de tiempo T1 y la ganancia Kc, para cada generador. Se elige Tw= 10 seg para cada PSS, con el fin de asegurar que la fase y ganancia aportadas por el bloque wash-out para el rango de frecuencia de las oscilaciones encontradas normalmente es despreciable. Se ajusta también T2=0.05 seg para cada PSS.

### **Búsqueda de Algoritmos Genéticos a Través del Criterio de Optimización de Parámetros de Lyapunov**

La elección de un índice de funcionamiento correcto es una de las cuestiones fundamentales para el diseño del PSS. Si se considera un índice de funcionamiento cuadrático que puede ser escrito como sigue a continuación, los parámetros óptimos del PSS podrán obtenerse minimizando J.

$$J = \int_0^{\infty} (\underline{\dot{x}}^T Q \underline{\dot{x}}) dt$$

Q es una matriz positiva que define la carga asociada con las distintas variables de estado en la función objetivo. J puede evaluarse en la relación:

$$J = \underline{\dot{x}}^T(0) P \underline{\dot{x}}(0)$$

P es una matriz positiva que se obtiene de la solución de la ecuación de Lyapunov,

$$A^T P + P A = -Q$$

Es importante considerar la modificación del índice  $J_{PQ}$  con el fin de aportar robustez al PSS en un amplio rango de operación, puesto que éste es específico de una sola condición de operación.

$$J_{AVG} = \frac{\sum J_{PQ}}{N_{OP}} \quad (2.86)$$

$N_{OP}$  es el número de puntos de operación en el dominio  $D$ .

Basándose en todos los índices de funcionamiento, se inicia la búsqueda del algoritmo genético. El esquema de trabajo del método propuesto para la búsqueda de los parámetros globales del PSS se analiza con un diagrama de flujo.

La población inicial se genera de forma aleatoria y contiene códigos individuales, cada individuo representa una posible solución a la ganancia del PSS,  $K_{ci}$  y constante de tiempo  $T_{li}$ . Cada variable decisiva en el individuo es codificada en código binario, utilizando el código Gray.

Para cada punto de operación del dominio, todos los individuos de la población en análisis serán evaluados y a cada uno se les asignará un  $vabr.$ , es que elegido por el funcionamiento dinámico relativo del individuo dentro de la población al completo.

Basándose en sus aptitudes, algunos individuos serán los seleccionados para crear la siguiente generación. Estos individuos serán entonces recombinados a través de distintos procesos de probabilidad, para después mutar a través de procesos aleatorios que reemplazarán un alelo de un gen con otro para producir una estructura genética nueva. El GA empleado en este estudio utiliza una estrategia elitista, en la que cada descendiente se crea con una probabilidad del 90% y es reinsertado en la población más vieja, reemplazando a los individuos menos perfeccionados.

El GA termina cuando se consigue un número máximo predeterminado de generaciones, o cuando el valor devuelto por la función objetivo, es constante para un número determinado de interacciones.

#### **2.4.6. Partícula Swarm.**

El PSS es uno de los controladores más efectivos y económicos utilizados para mejorar la amortiguación de un sistema de potencia. Bajo múltiples condiciones de operación, el problema de diseño de un PSS puede formularse como un problema de optimización de parámetros, con análisis de autovalores y probabilidad incluido.

En este punto se utiliza una Optimización por Partícula Swam para reconducir el problema de diseño del PSS, de forma que también se solucionen las deficiencias de métodos tradicionales y otras técnicas.

Desde 1980, los estabilizadores de potencia han sido utilizados para mejorar la amortiguación del sistema de potencia. A la vez que la industria ha ido haciendo progresos, el PSS se ha consolidado como en método o herramienta más utilizada en los sistemas de potencia, en parte debido a su bajo coste y gran eficacia.

El diseño de un PSS debe incluir la sintonización de sus parámetros, puesto que se debe acomodar a un amplio rango de condiciones de operación. Sin embargo, existen muy pocas técnicas que se refieran a los métodos de diseño de PSS.

Los primeros en introducir la optimización con partícula Swarm (PSO) fueron Kennedy y Eberhart, y lo hicieron como una nueva forma de sintonización que después se extendió a numerosos campos de aplicación.

El PSO es un algoritmo que imita el movimiento de individuos si un grupo. Con las ventajas del PSO, siguen desarrollándose aplicaciones en la industria y estudios teóricos. Uno de los atractivos del PSO es que necesita unos requerimientos menores que otras técnicas para poder ser calculado.

El diseño de un PSS basado en la probabilidad de coordinación PSO se puede realizar en multitud de condiciones de operación. Con la tensión en los nudos considerada variable aleatoria y determinada por cálculo de probabilidad de flujo de potencia, se obtiene la distribución de probabilidad de cada autovalor según las características de cada nudo de tensión. El diseño del PSS es entonces formulado como la probabilidad de los autovalores en el problema de optimización.

### Análisis de Probabilidad de Autovalores

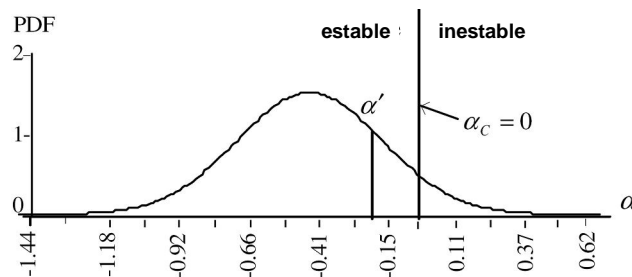
Si se asume una distribución normal, la naturaleza estadística de un autovalor puede describirse por su variación. Para un autovalor concreto  $\lambda_k = \alpha_k + j\beta_k$  con una esperanza  $\overline{\alpha_k}$  y una desviación estándar  $\sigma_{\alpha_k}$ , la distribución tiene una probabilidad determinada, cercana a la unidad.

Por tanto, el límite superior del rango de distribución puede considerarse como un coeficiente de amortiguación por el que se puede estimar la estabilidad de las condiciones de operación múltiple.

De aquí:

$$\alpha'_k = \overline{\alpha_k} + 4\sigma_{\alpha_k}$$

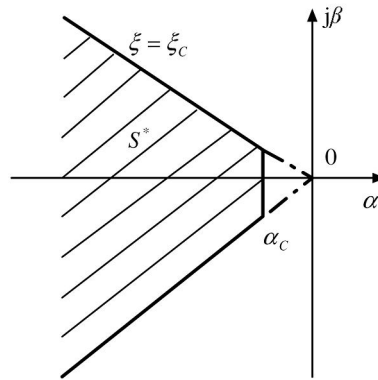
$$\xi'_k = \overline{\xi_k} - 4\sigma_{\xi_k}$$



**Fig. 2.30.** Distribución de Probabilidad de Autovalores



Para mejorar el funcionamiento dinámico del sistema, todos los autovalores tienen que satisfacer los requerimientos de amortiguación constante y el ratio de amortiguación determinado. En otras palabras, todos los autovalores deben localizarse en la región sombreada de la **Fig. 2.31**:



**Fig. 2.31.** Región de Distribución de Autovalores Deseada

Un PSO consiste en una población que puede perfeccionar su conocimiento sobre un espacio determinado basándose en el movimiento de partículas. Cada partícula tiene variables con sus rangos característicos, y la partícula velocidad y posición se actualizan con cada interacción, hasta que se alcanza la interacción máxima. Para todas las generaciones, cada partícula es sustituida por otra mejor.

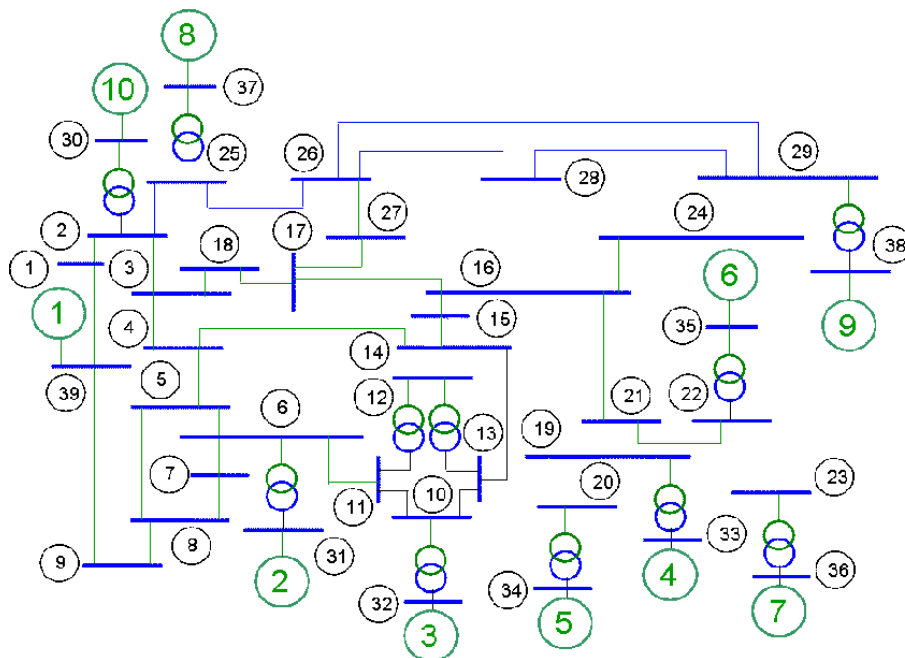
### 3. Modelos del Sistema Eléctrico

Este capítulo presenta los modelos utilizados para el Sistema de Excitación, Generador, Turbina y Controlador de Velocidad, Reguladores Automáticos de Tensión, y Estabilizadores de Potencia, además de una descripción del Sistema Eléctrico utilizado para el análisis, basado en el Sistema New England.

#### 3.1. Sistema New England

Con el fin de evaluar su funcionamiento, el estabilizador propuesto ha sido ensayado sobre un modelo reducido basado en la red de 345 kV del Noreste de Estados Unidos, conocido como New England. El sistema contiene 93 variables de estado, y ha sido modelado en PSS/E. Los cambios introducidos respecto al sistema original son los siguientes:

- Aplicación de Estabilizadores de Potencia (PSS) en generadores seleccionados estratégicamente.
- Modelo de carga, para representar una situación más realista.
- Modelos de sistemas de excitación, tomando para el análisis los modelos de la librería de PSS/E.



**Figura 3.1:** Sistema de New England 10 generadores, 39 nudos modificado.

El sistema está compuesto por 10 generadores de rotor cilíndrico, representados en ejes d-q. En éstos se consideran tanto los efectos transitorios como los subtransitorios.

Los sistemas de excitación utilizados son del Tipo ESDC1A de la IEEE.

Con respecto a las cargas, se han considerado 16 Cargas Estáticas, compuestas por porcentajes de Potencia Activa, modelada como 60% admitancia constante y 40% corriente constante, y Potencia Reactiva, modelada como 50% admitancia constante y 50% corriente constante.

### **3.2. Modelo del Generador de Rotor Cilíndrico GENROU**

Existen diversos modelos de generadores utilizados para simular máquinas síncronas en estudios de estabilidad; algunos modelos incluyen devanados de amortiguamiento, flujos transitorios de acoplamiento, etc., y otros modelos los desprecian.

En este caso, se ha utilizado un modelo en dos ejes, que induce un devanado de amortiguamiento en el eje d (eje directo) y dos devanados de amortiguamiento en el eje q (eje de cuadratura), además de las correspondientes características transitorias y subtransitorias de las máquinas. Este modelo, discutido aquí, implica la transformación de las variables de la máquina a un marco de referencia que gira solidario al rotor, por medio de la transformación de Park.

Ésta permite cambiar de un sistema fijo al estator a un sistema giratorio con respecto al estator, pero fijo con respecto al rotor, es decir, tomando el eje d (directo), eje q (de cuadratura) y un tercer eje 0, asociado con el componente de corriente de secuencia homopolar. Sin embargo, teniendo en cuenta que el componente de corriente de secuencia homopolar es igual a cero en un sistema balanceado, no se tendrá en cuenta este último eje.

Los modelos en ejes d-q incluyen características transitorias y subtransitorias de la máquina, que vienen dadas por:

$$U_d = -r_a i_d + \omega \lambda_q \dot{\lambda}_d \quad (3.1)$$

$$U_q = -r_a i_q + \omega \lambda_d \dot{\lambda}_q \quad (3.2)$$

$$U_f = r_f i_f + \lambda_f \dot{\lambda}_f \quad (3.3)$$

$$0 = r_D i_D + \lambda_D \dot{\lambda}_D \quad (3.4)$$

$$0 = r_{Q1} i_{Q1} + \lambda_{Q1} \dot{\lambda}_{Q1} \quad (3.5)$$

$$0 = r_{Q2} i_{Q2} + \lambda_{Q2} \dot{\lambda}_{Q2} \quad (3.6)$$

Los términos del flujo son:

$$\lambda_{AD} = M_d (i_d + i_f + i_D) \quad (3.7)$$

$$\lambda_{AQ} = M_q (i_q + i_{Q1} + i_{Q2}) \quad (3.8)$$

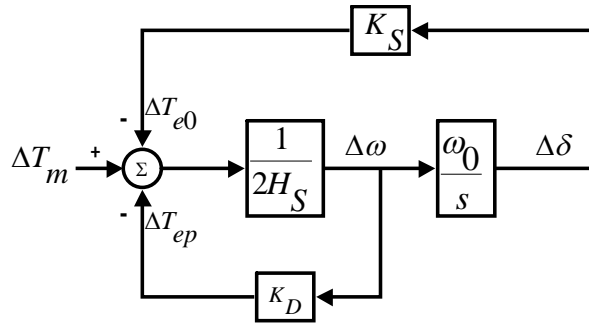
Una vez eliminadas las variables que no son de estado en los ejes d y q, las ecuaciones tendrán cuatro variables de estado por máquina. Las dos ecuaciones finales se calculan por medio de la ecuación de primer orden de oscilación del rotor:

$$2H\omega \dot{\Theta} = T_M - T_E = T_M - \lambda_q i_d - \lambda_d i_q \quad (3.9)$$

$$\dot{\Theta} = \omega - \omega_o \quad (3.10)$$

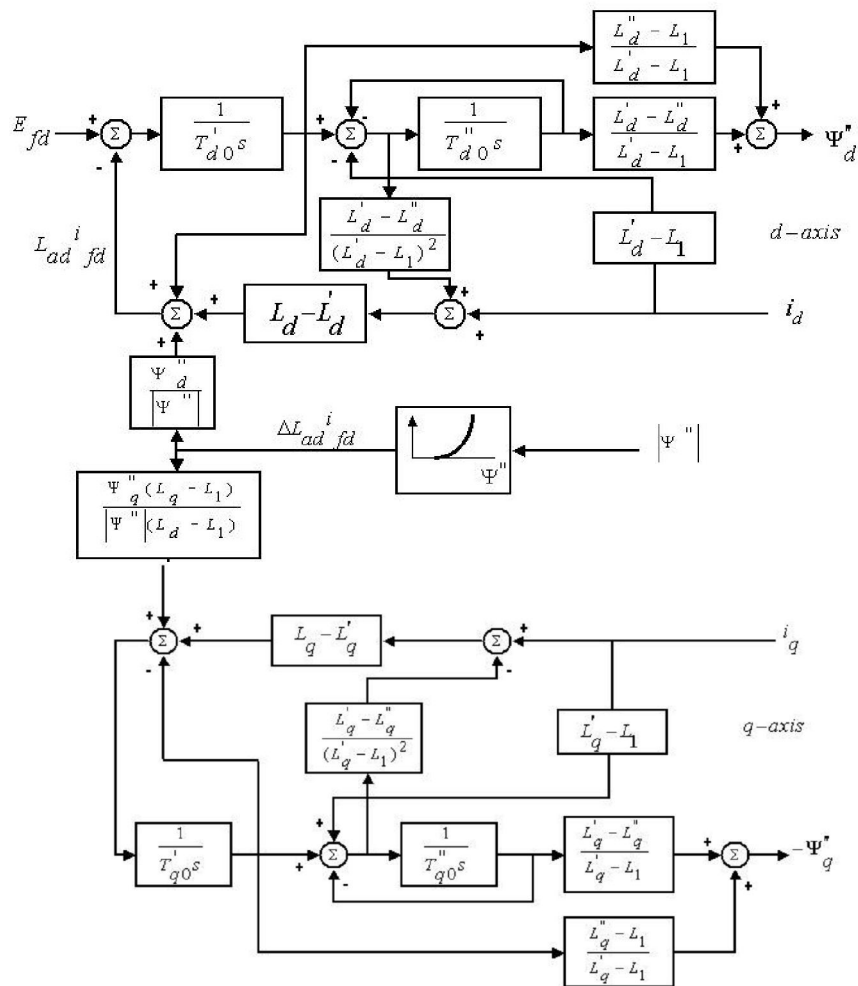
Estas ecuaciones representan el modelo  $\dot{x} = f(x, u)$  del sistema. Por medio de su linealización se obtendrá la forma final de las ecuaciones de estado.

La **Fig. 3.2.a** representa el modelo linealizado de una máquina síncrona:



**Figura 3.2.a:** Máquina simple, sistema de bus infinito sin AVR.

Para el análisis del sistema en este proyecto se utilizó el modelo de generador de Rotor Cilíndrico y saturación cuadrática GENROU que se muestra en la **Fig. 3.2.b**:

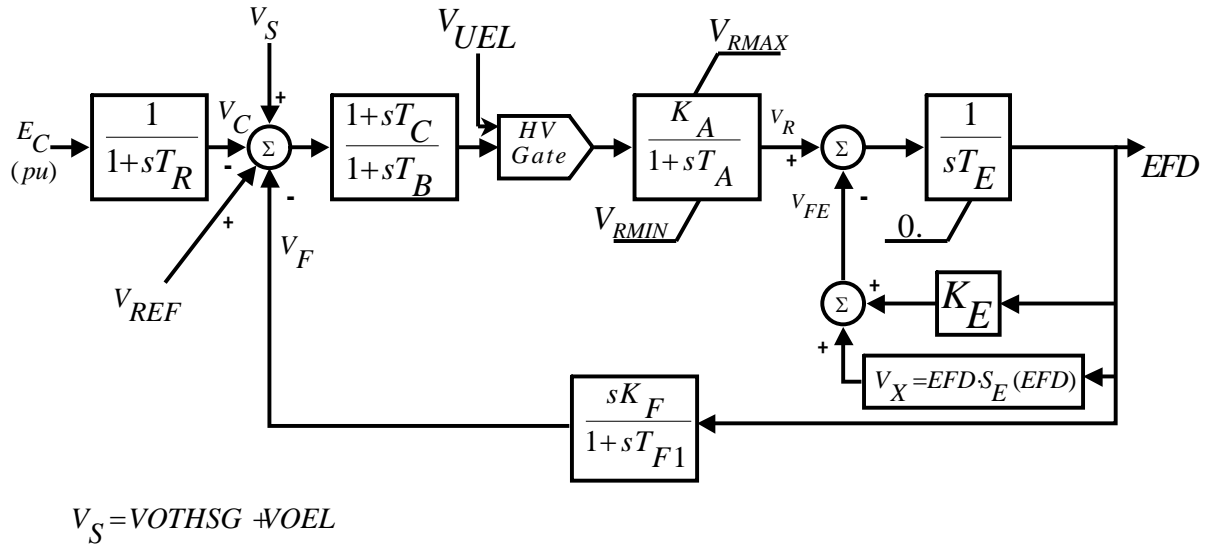


**Figura 3.2.b:** Modelo Electromagnético de Generador de Rotor Cilíndrico

### 3.3. Modelo del Sistema de Excitación Tipo IEEE DC1A

Actualmente, muy pocas maquinas síncronas nuevas están siendo equipadas con sistemas de excitación DC, han sido sustituidos por los sistemas de tipo AC y ST. Sin embargo, muchos de estos sistemas siguen aún en servicio.

Para las máquinas con PSS, se ha utilizado el modelo de la IEEE tipo DC1A, presentado en la **Fig. 3.3**. Este modelo se utiliza para representar campos controlados de conmutadores DC de sistemas de excitación con reguladores de tensión actuando de forma continua. Este modelo en concreto ha sido de los más implementados en el campo de la industria.



**Figura 3.3:** Sistema de Excitación Tipo DC1A

La entrada principal al modelo es la salida  $V_C$ . En la primera suma del cruce, la salida de la tensión terminal del transductor,  $V_C$ , es restada de la tensión establecida como punto de referencia,  $V_{REF}$ . También se resta aquí la realimentación del estabilizador,  $V_F$ , y se suma la señal estabilizadora del sistema de potencia,  $V_S$ , para producir un error en la señal. La resultante se amplifica en el regulador. La constante de tiempo  $T_A$ , y la ganancia,  $K_A$ , asociadas con el regulador de tensión, incorporan también limitaciones del amplificador de potencia.

Los reguladores de tensión generalmente utilizan fuentes de potencia que no puedan verse fácilmente afectadas por transitorios breves en la máquina síncrona o en los buses auxiliares. Las constantes de tiempo  $T_B$  y  $T_C$  pueden utilizarse también para determinar las constantes de tiempo del modelo equivalente del regulador de tensión, aunque a menudo éstas son lo suficientemente pequeñas como para despreciarlas.

La salida del regulador de tensión,  $V_R$ , se utiliza para controlar la excitación, que puede ser autoexcitada o excitada de forma independiente. Cuando se utiliza una corriente autoexcitada, el valor de  $K_E$  refleja el establecimiento del reóstato de la derivación. En algunos casos, el valor resultante de  $K_E$  puede incluso llegar a ser negativo.

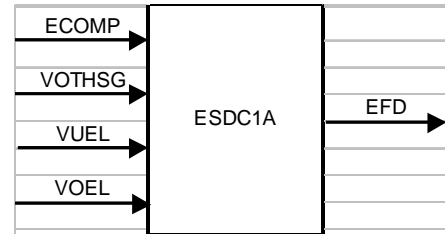
La mayoría de los sistemas de excitación utilizan corriente de derivación autoexcitadas, con el regulador de tensión operando en un modo que comúnmente se llama “buck-boost”. Este escenario puede ser simulado si se elige un valor de  $K_E$  tal que las condiciones iniciales se satisfagan con  $V_R=0$ . Si se obtiene un valor de  $K_E$  distinto de cero, el programa no recalcularía  $K_E$ , puesto que existiría un ajuste fijo del reóstato. Para representar un sistema excitado de forma independiente, se puede utilizar un valor de  $K_E=1$ .

El término  $S_E [E_{FD}]$  es una función no lineal con valores definidos entre dos o más valores elegidos de  $E_{FD}$ . La salida del bloque de saturación,  $V_x$ , es el producto de la entrada,  $E_{FD}$ , y el valor de la función no lineal  $S_E[E_{FD}]$ .

Generalmente se utiliza una señal derivada de la tensión, para proporcionar estabilidad al sistema de excitación  $V_F$ , a través del dato de realimentación con ganancia,  $K_F$ , y la constante de tiempo  $T_F$ .

El modelo de sistema de excitación, tipo DC1A de la IEEE es el siguiente:

	This model is located at system bus machine		# _____ # _____	IBUS I.	
	This model uses CONs starting with and STATES starting with and VAR		# _____ # _____ # _____	J, K, L.	



CONs	#	Value	Description
J			$T_R$ (sec)
J+1			$K_A$
J+2			$T_A$ (sec)
J+3			$T_B$ (sec)
J+4			$T_C$ (sec)
J+5			$V_{RMAX}$ or zero
J+6			$V_{RMIN}$
J+7			$K_E$ or zero
J+8			$T_E$ (>0) (sec)
J+9			$K_F$
J+10			$T_{F1}$ (>0) (SEC)
J+11		0	Switch
J+12			$E_1$
J+13			$S_E$ (E1)
J+14			$E_2$
J+15			$S_E$ (E2)

STATES	#	Description
K		Sensed $V_T$
K+1		Lead lag
K+2		Regulator output, $V_R$
K+3		Exciter output, EFD
K+4		Rate feedback integrator

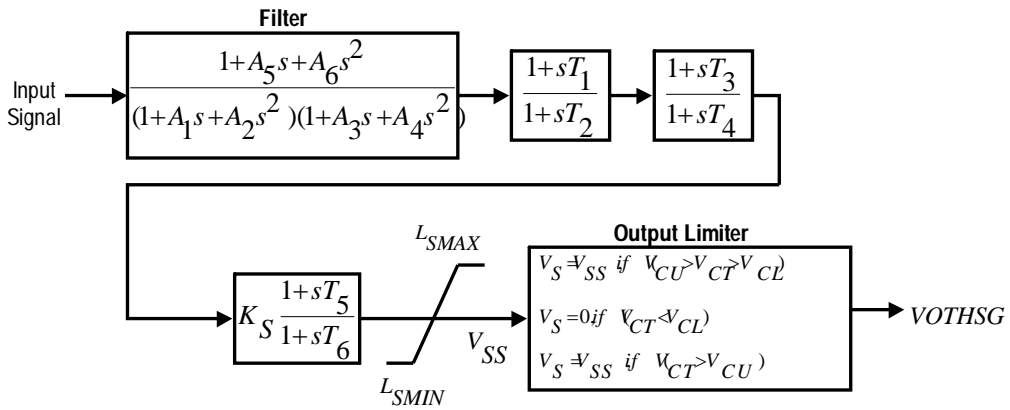
VAR	#	Description
L		$K_E$



### 3.4. Modelo del Estabilizador IEEEEST

Los estabilizadores de potencia se utilizan para mejorar la amortiguación de las oscilaciones en sistemas de potencia, a través del control de la excitación. Las entradas que se utilizan más frecuentemente son la variación de velocidad, frecuencia y potencia.

Para este estudio se ha utilizado un modelo de estabilizador con una única entrada,  $V_{SI}$ . La **Fig. 3.4.** muestra su forma general:



**Figura 3.4:** Modelo del Estabilizador Tipo IEEEEST

Como primer análisis, la variable de entrada del PSS es manipulada a través de filtros paso- bajo y filtros paso- alto. Esta señal filtrada es introducida en un elemento de avance/ retardo de fase para obtener la compensación de fase requerida, teniendo en cuenta el cambio de fase de la señal de entrada y el introducido por los filtros, y por último, la señal es amplificada y limitada.

T6 puede utilizarse para representar una constante de tiempo del transductor. La ganancia del estabilizador se establece a través del término  $K_S$ , y la señal washout se determina a través de la constante de tiempo T5.

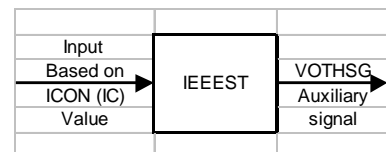
En el siguiente bloque, A1 y A2 permiten pasar algunas frecuencias bajas procedentes de los filtros de torsión de alta frecuencia. Cuando no tienen esta función, el bloque puede utilizarse para configurar las características de fase y ganancia del estabilizador, en el caso de que fuera necesario. Los dos siguientes bloques permiten dos estados de compensación adelanto- atraso, establecidos a través de las constantes T1 a T4.

La salida del estabilizador puede limitarse de distintas formas, aunque en el modelo utilizado únicamente se limita a través de  $V_{STMAX}$  y  $V_{STMIN}$ . En algunos sistemas, la salida del estabilizador se puede eliminar, si la tensión terminal del generador se desvía fuera de un margen establecido, y en otros sistemas, la salida del estabilizador se limita en función de la tensión terminal del generador.

La salida del estabilizador,  $V_{ST}$ , puede ser también la entrada de modelos de control discontinuo suplementarios. Si estos modelos no se utilizan, entonces  $V_S = V_{ST}$

El modelo utilizado es el siguiente:

This model is located at system bus machine	#	IBUS
	#	I.
This model uses CONs starting with	#	J,
and STATEs starting with	#	K,
and VARs starting with	#	L.
and ICONs starting with	#	IC.



ICONs	#	Value	Description
IC			ICS, stabilizer input code:
			1- Rotor speed deviation (pu)
			2- Bus frequency deviation (pu)
			3- generator electrical power on MBASE base (pu)
			4- generator accelerating power (pu)
			5- bus voltage (pu)
			6- derivative of pu bus voltage
IC+1			IB, remote bus number 2,5,6

Note: ICON (IC+1) may be nonzero only when ICON (IC) is 2,5 or 6

If ICON (IC+1) is zero, the terminal quantity is used.

STATEs	#	Description
K		1st filter integration
K+1		2nd filter integration
K+2		3rd filter integration
K+3		4th filter integration
K+4		T1/T2 lead-lag integrator
K+5		T3/T4 lead-lag integrator
K+6		Last integer

VARs	#	Description
L		Memory
L+1		Derivative of pu bus voltage

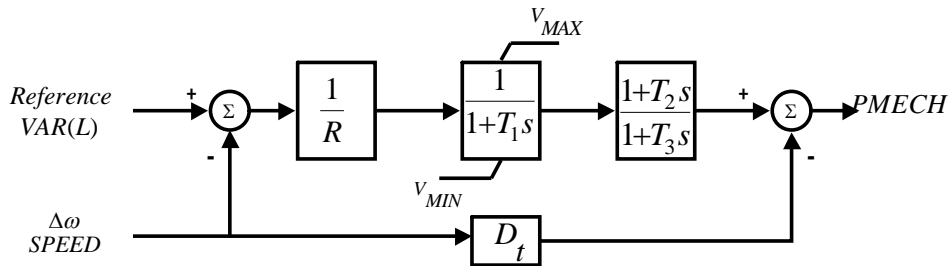
CONs	#	Value	Description
J			A <sub>1</sub>
J+1			A <sub>2</sub>
J+2			A <sub>3</sub>
J+3			A <sub>4</sub>
J+4			A <sub>5</sub>
J+5			A <sub>6</sub>
J+6			T <sub>1</sub> (sec)
J+7			T <sub>2</sub> (sec)
J+8			T <sub>3</sub> (sec)
J+9			T <sub>4</sub> (sec)
J+10			T <sub>5</sub> (sec)*
J+11			T <sub>6</sub> (>0) (sec)
J+12			K <sub>S</sub>
J+13			L <sub>SMAX</sub>
J+14			L <sub>SMIN</sub>
J+15			V <sub>CU</sub> (pu) (if equal zero, ignored)
J+16			V <sub>CL</sub> (pu) (if equal zero, ignored)

\* If T5 equals 0., sT5 will equal 1.0.

BUS, 'IEEEST', I, ICS, IB, A1, A2, A3, A4, A5, A6, T1, T2, T3, T4, T5, T6, KS, LSMAX, LSMIN, VCU, VCL

### 3.5. Modelo del Controlador de Velocidad TGOV1

Para suplir las variables de par y potencia mecánica durante las simulaciones dinámicas, se utilizó el modelo de la turbina/ controlador que se muestra en la **Fig. 3.5**.



**Figura 3.5:** Modelo de la turbina y controlador de velocidad

El modelo de controlador utilizado es el siguiente:

This model is located at system bus machine				#	IBUS
This model uses CONs starting with and STATES starting with and VAR				#	I,
				#	J,
				#	K,
				#	L.

--	--	--	--	--	--

CONs	#	Value	Description
J			R
J+1			T1 (>0) (sec)
J+2			V <sub>MAX</sub>
J+3			V <sub>MIN</sub>
J+4			T2 (sec)
J+5			T3 (>0) (sec)
J+6			Dt

STATES	#	Description
K		Valve opening
K+1		Turbine power

VAR	#	Description
L		Reference

Note:				V <sub>MAX</sub> , V <sub>MIN</sub> , Dt, are in per unit on generator base	
				T2/T3 = high-pressure fraction	
				T3 = reheater time constant	
IBUS, 'TGOV1', I, R, T1, V <sub>MAX</sub> , V <sub>MIN</sub> , T2, T3, Dt					

### 3.6. Modelo de la Carga

Una operación estable de un sistema de potencia depende de la capacidad de coincidencia continua entre la potencia eléctrica de las unidades generadoras y la carga eléctrica en el sistema.

El modelado de las cargas es muy complicado: un bus de carga típico está formado por un gran número de dispositivos, cuya composición exacta es difícil de calcular. Por esta razón, la representación de una carga en el sistema está basada en una considerable cantidad de simplificaciones.

Tradicionalmente la carga se puede clasificar en dos categorías: modelos estáticos y modelos dinámicos.

Para el estudio del sistema objeto de este proyecto, se han supuesto 16 cargas estáticas, compuestas por porcentajes de Potencia Activa y Reactiva.

Un modelo de carga estática expresa las características de la carga en cualquier instante de tiempo como una función algebraica de la magnitud de la tensión y frecuencia en el bus en ese mismo instante.

La dependencia de la carga respecto a la tensión ha sido siempre representada con un modelo exponencial:

$$P = P_0 (\bar{V})^a$$

$$Q = Q_0 (\bar{V})^b$$

En este caso, se cumple además:

$$\bar{V} = \frac{V}{V_0}$$

donde P y Q son los componentes activo y reactivo de la carga cuando la magnitud de la tensión en el bus es V. El subíndice 0 identifica el valor de las respectivas variables en condiciones iniciales de operación.

Estos parámetros, en el modelo tomado, son los exponentes a y b, iguales a 0,1 ó 2, con los que se representan la potencia constante, corriente constante, y características de impedancia constantes.

Para los sistemas de cargas compuestas, el exponente a generalmente se acota entre 0,5 y 1,8, y el exponente b varía entre 1,5 y 6. Una característica importante del exponente b es que este varía como una función no lineal de la tensión. Q tiende a ser significativamente mayor con altas tensiones.

En ausencia de información más específica, el modelo de carga estática más comúnmente aceptado es el que representa la potencia activa como una corriente constante (a=1) y la potencia reactiva como una impedancia constante (b=2).

Un modelo alternativo a este, que además ha sido utilizado con frecuencia para representar la dependencia de las cargas con la tensión es el modelo polinómico:

$$P = P_0 \left[ p_1 \bar{V}^2 + p_2 \bar{V} + p_3 \right]$$

$$Q = Q_0 \left[ q_1 \bar{V}^2 + q_2 \bar{V} + q_3 \right]$$

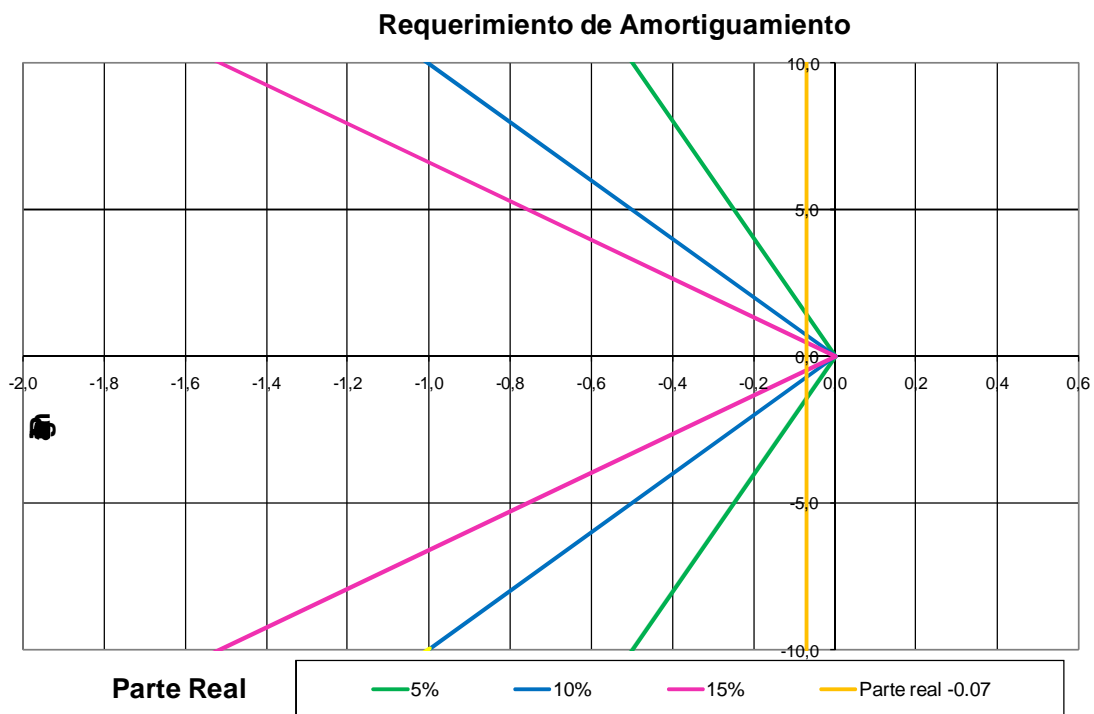
Está compuesto por componentes de impedancia constante (Z), corriente constante (I), y potencia constante (P). Los coeficientes p1 a p3, y q1 a q3 definen la proporción de cada componente.

Las características de dependencia de la carga con la frecuencia suelen representarse multiplicando el modelo exponencial o el polinómico por un factor  $(1 + K_{pf} \Delta f)$ ,  $(1 + K_{qf} \Delta f)$ , donde  $\Delta f$  es la desviación de frecuencia ( $f - f_0$ ).  $K_{pf}$  se mueve en un rango de 0 a 3,0, y  $K_{qf}$  varía entre -2,0 y 0. El bus de frecuencia no suele ser una variable de estado en el modelo de sistema utilizado para estudios de estabilidad. El desarrollo para el componente reactivo de la carga tiene una estructura parecida.

#### 4. Análisis Preliminar de Estabilidad del Sistema

Para analizar el comportamiento dinámico de un sistema eléctrico es importante establecer los límites admisibles de amortiguamiento del sistema para poder interpretar los resultados. Es conveniente que todos los modos de oscilación del sistema sean amortiguados para asegurar la estabilidad del mismo. Algunos estudios sugieren que la parte real de los autovalores sea más negativa que -0,07. Otra regla habitual es requerir un amortiguamiento de 0,05 para un sistema no interconectado, suficiente para dar un pequeño margen de seguridad. Otras veces se requiere un amortiguamiento de 0,10 ó 0,15 para grandes sistemas interconectados.

La **Fig. 4.1** muestra gráficamente estos requerimientos de amortiguamiento. En este trabajo se establece un amortiguamiento de 0,05.



**Fig. 4.1.** Requerimiento de amortiguamiento

## **Análisis Preliminar**

En este análisis se observan los autovalores del sistema, y en concreto, aquellos cuyo amortiguamiento sea menor al 5%. Un autovalor con amortiguamiento negativo experimentará un crecimiento de la oscilación si es excitado por alguna perturbación, y esta situación podría llevar a una inestabilidad del sistema. Por esta razón, es necesario realizar un análisis previo al del resto del sistema.

Los modos de oscilación de un sistema se analizan por medio del grupo de autovectores derechos correspondientes a los ángulos de las máquinas del sistema. Estos autovectores derechos se pueden mostrar en un gráfico común, a través del cual se identifican de una forma sencilla aquellas unidades que oscilan con respecto a otras.

De esta forma, se pueden determinar qué unidades están oscilando, y las formas o modos de estas oscilaciones, identificando así los modos a amortiguar a través de la instalación de un PSS.

### **4.1. Análisis en Pequeña Señal sin PSS**

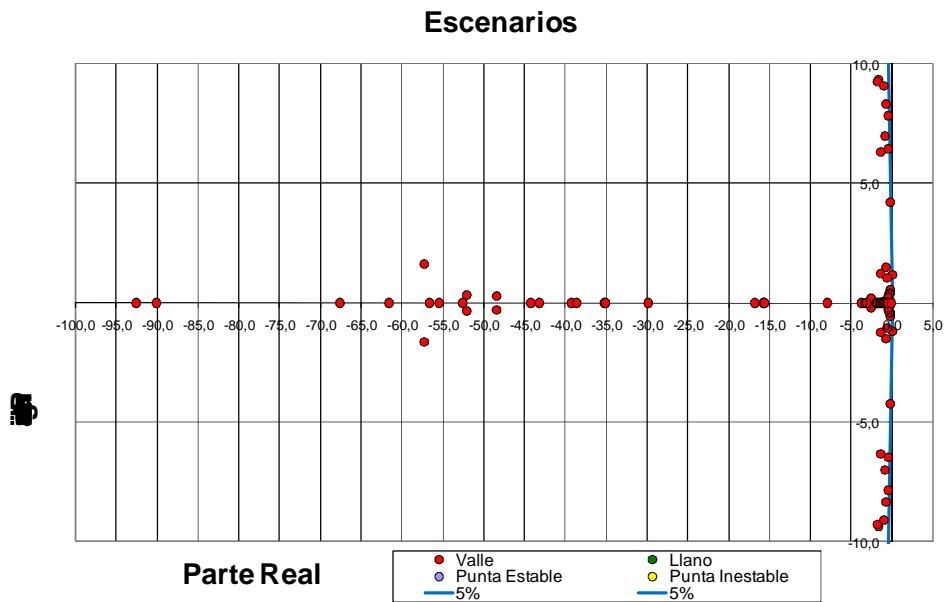
#### **a) Sistema Intacto**

En este primer paso se analizará el sistema completo para los 4 casos de demanda seleccionados: Valle, Llano, Punta Estable y Punta Inestable.

Para cada uno de ellos se observarán los autovalores a través del gráfico que muestra su situación dentro del plano complejo, el grado de amortiguamiento respecto a la curva de referencia del 5%, y los modos de oscilación que muestra el gráfico de autovectores derechos.

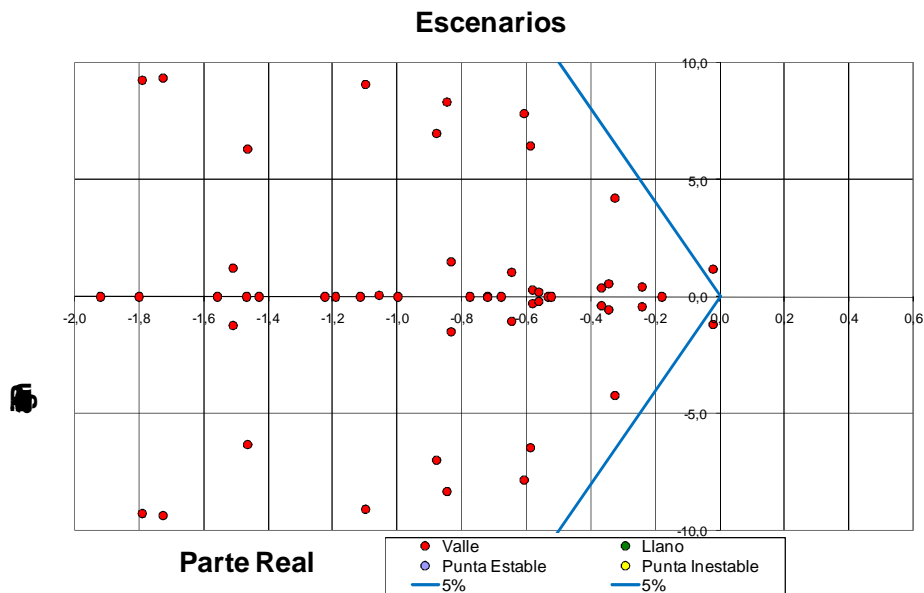
**Demanda Valle**

Los autovalores del sistema pueden observarse en la **Fig. 4.2**:



**Fig. 4.2:** Autovalores Demanda Valle

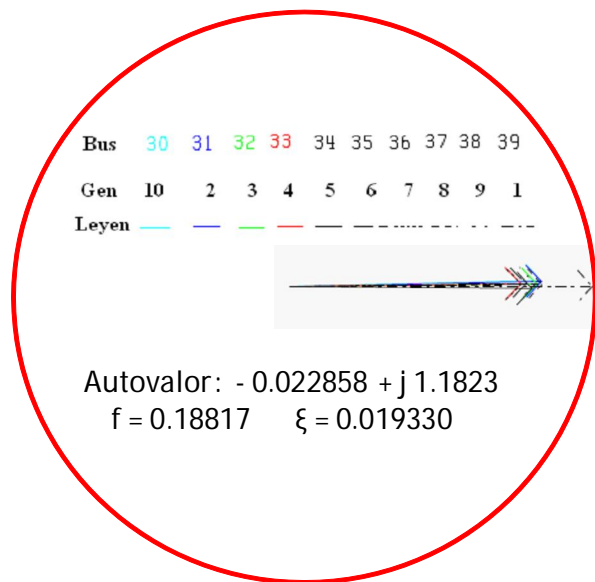
La **Fig. 4.3** representa los modos de oscilación asociados con estos autovalores. Como se observa en el gráfico, para la condición de demanda valle, existe un modo poco amortiguado (amortiguamiento <5%), que tendrá que amortiguarse.



**Fig. 4.3:** Oscilación Demanda Valle



La **Fig. 4.4.** representa el grupo de todos los autovectores derechos correspondientes a los ángulos de las máquinas. De esta manera, se puede determinar si los modos de oscilación son locales, entre plantas o entre-áreas, analizando qué unidades oscilan con respecto al sistema o con respecto a otra área, y qué unidades oscilan una contra otra.

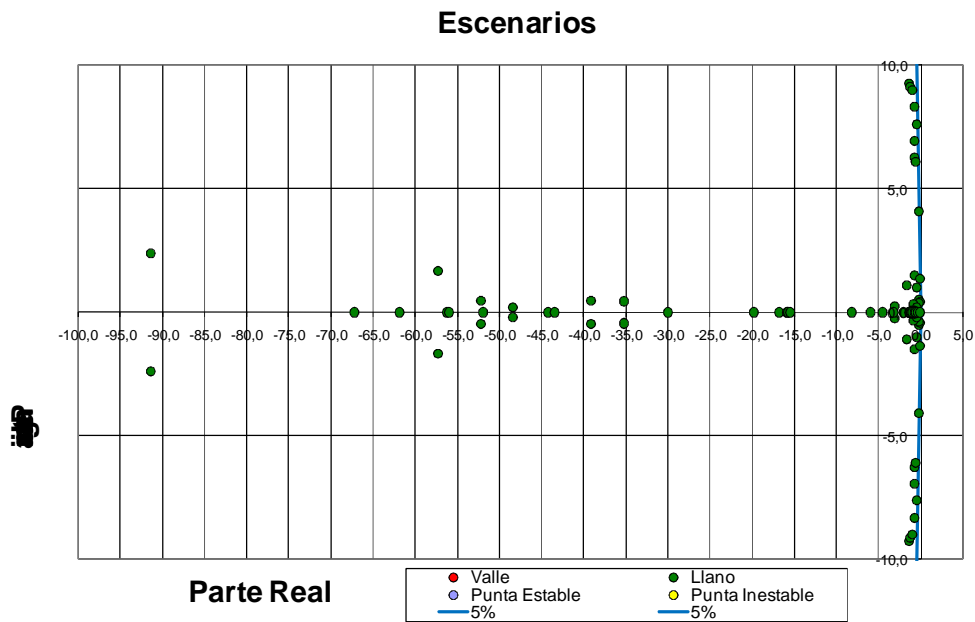


**Fig. 4.4.** Gráfico de Autovectores Derechos para Demanda Valle

Se observa en esta figura que todos los generadores oscilan contra el resto del sistema y que el modo poco amortiguado corresponde a un modo local con frecuencia de oscilación 0.18817 Hz y factor de amortiguamiento de 0.019330. Este modo no cumple con los niveles de amortiguamiento requeridos.

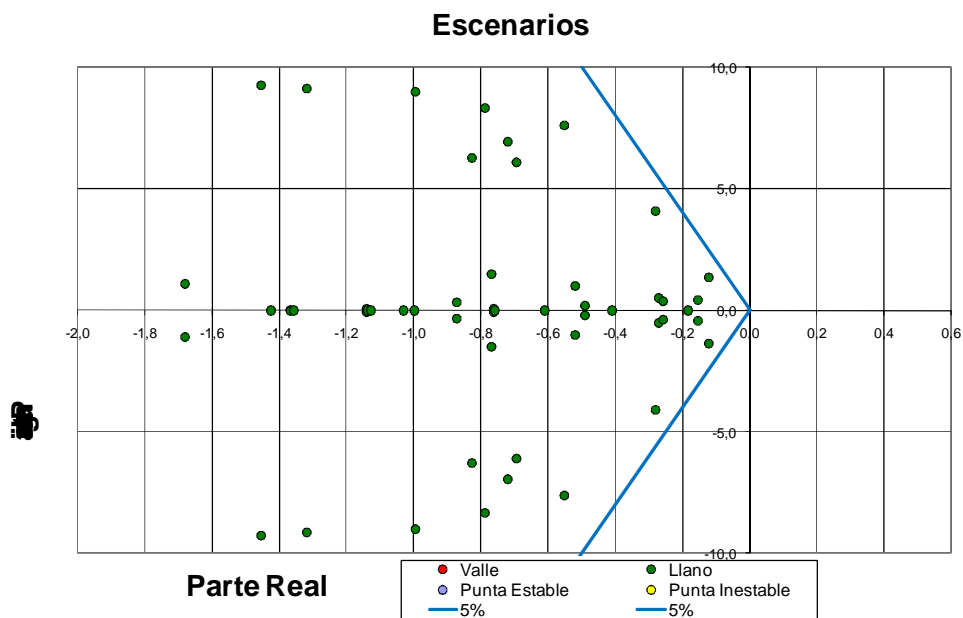
### Demanda Llano

Los autovalores del sistema pueden observarse en la **Fig. 4.5**:



**Fig.4.5.:** Autovalores Demanda Llano

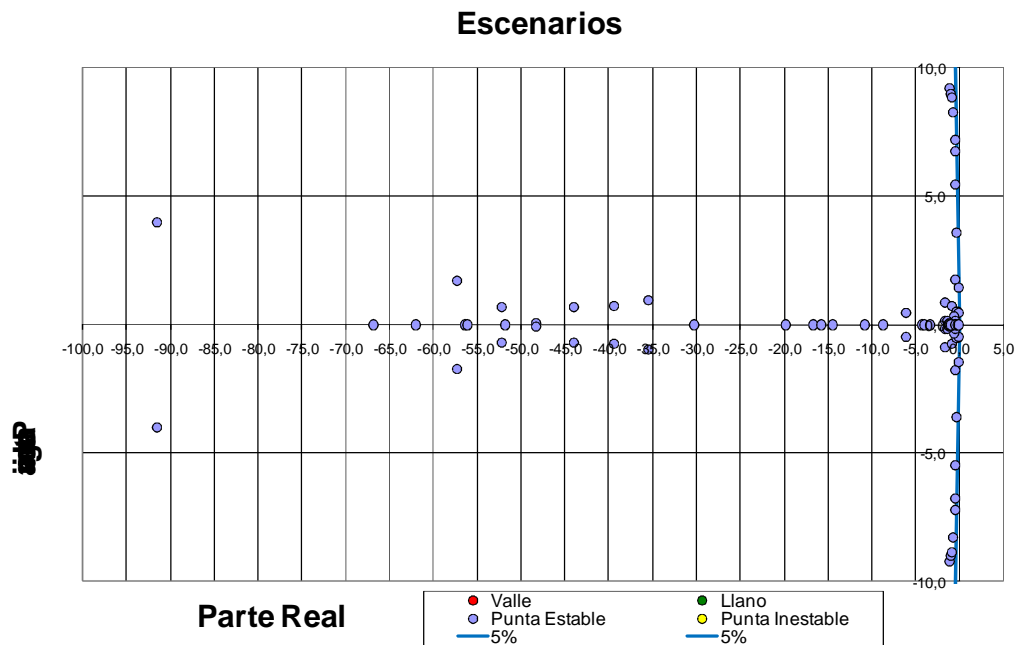
La **Fig. 4.6**. representa los modos de oscilación asociados con estos autovalores. Como se observa en el gráfico, para una condición de carga media, correspondiente a demanda llano, el sistema es estable y cumple con los niveles de amortiguamiento requeridos.



**Fig. 4.6.:** Oscilación Demanda Llano

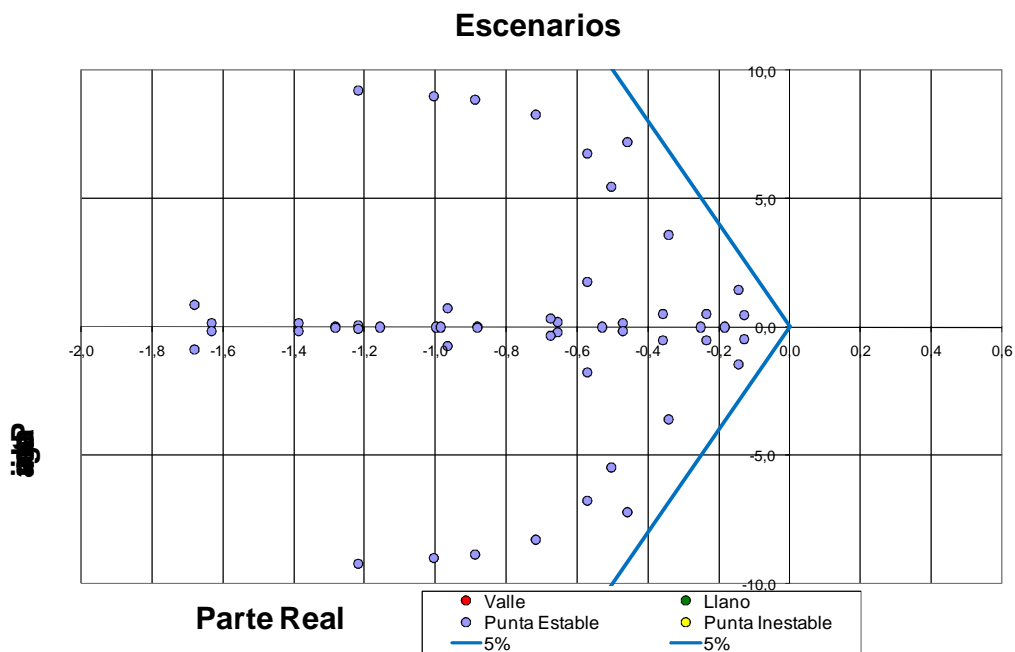
## Demanda Punta Estable

Los autovalores del sistema pueden observarse en la **Fig. 4.7**:



**Fig. 4.7.:** Autovalores Demanda Punta Estable

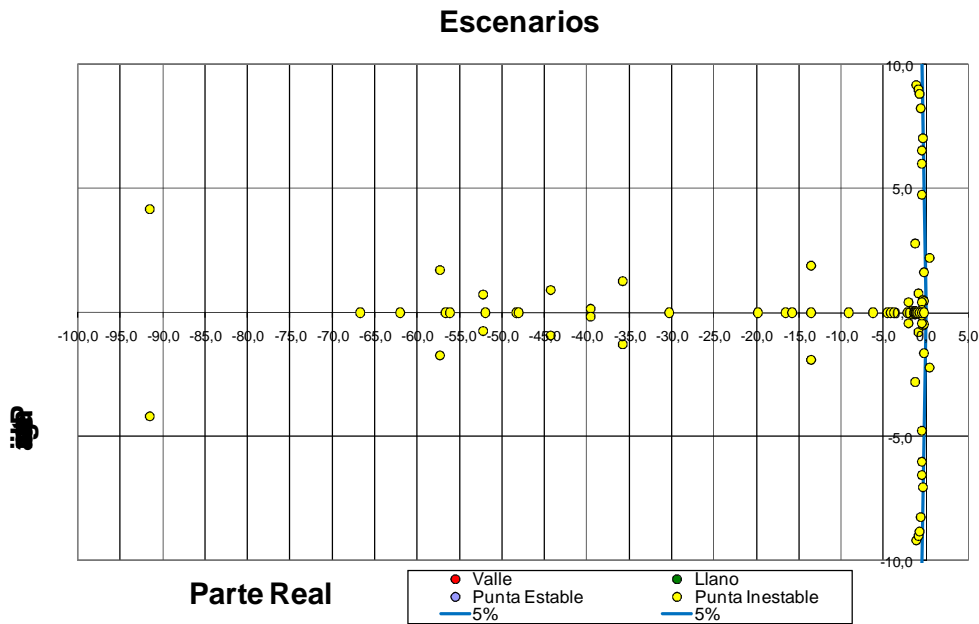
La **Fig. 4.8.** representa los modos de oscilación asociados con estos autovalores. Como se observa en el gráfico, para una condición de carga máxima correspondiente a demanda punta estable, el sistema es amortiguado y estable.



**Fig. 4.8.:** Oscilación Demanda Punta Estable

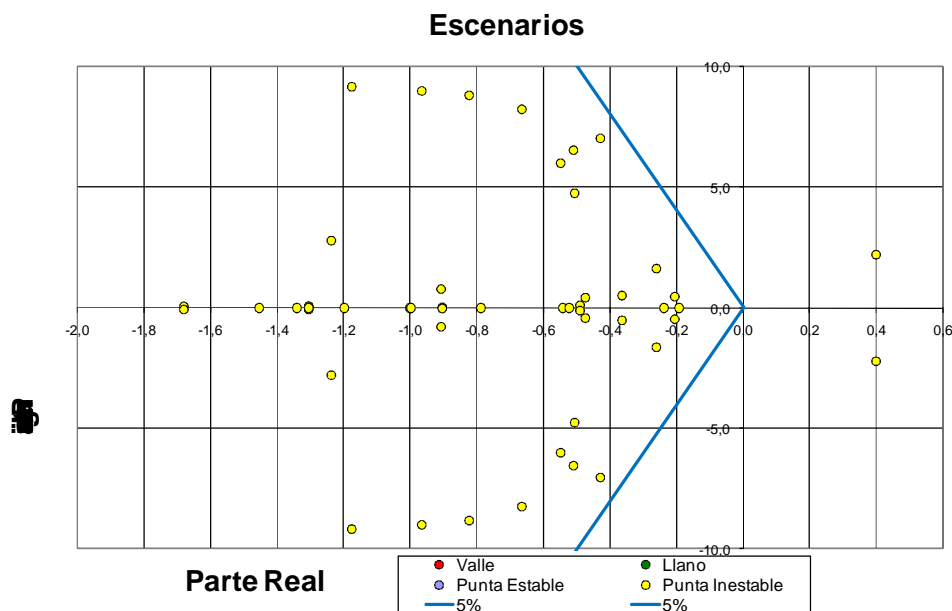
## Demanda Punta Inestable

Los autovalores del sistema pueden observarse en la **Fig. 4.9.**:



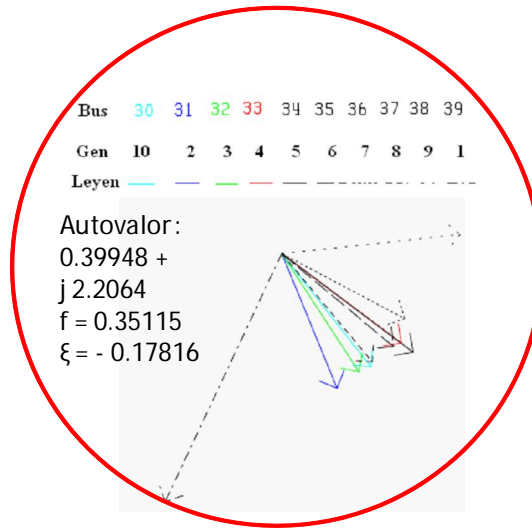
**Fig. 4.9:** Autovalores Demanda Punta Inestable

La **Fig. 4.10.** representa los modos de oscilación asociados con estos autovalores. Como se observa en el gráfico, para una condición de carga crítica, correspondiente a Demanda Punta Inestable, existe un modo inestable, la parte real del autovalor correspondiente es positiva, el sistema es inestable.



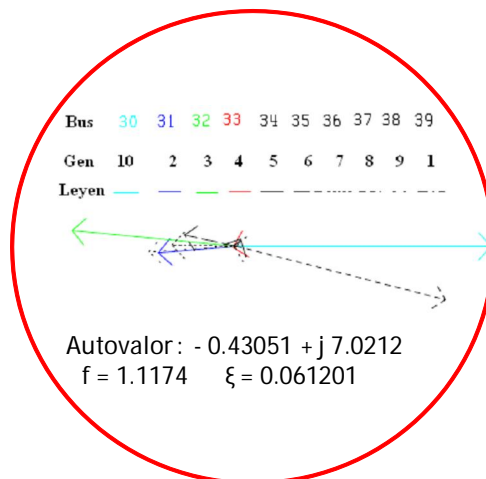
**Fig. 4.10.:** Oscilación Demanda Punta Inestable

La **Fig. 4.11.** representa el grupo de todos los autovectores derechos correspondientes a los ángulos de las máquinas o generadores en la condición de operación Demanda Punta Inestable.



**Fig. 4.11.:** Gráfico de Autovectores Derechos para Demanda Punta Inestable. Modo Inestable

En esta figura se observa que existen oscilaciones entre los generadores en el área local de la red, y que el modo inestable corresponde a un modo local, con frecuencia de oscilación 0.35115 Hz y factor de amortiguamiento negativo de -0.17816, aunque el sistema experimenta también oscilaciones entre-áreas, como se observa en la **Fig. 4.12.**, con un modo de oscilación de frecuencia 1.1174 Hz y factor de amortiguamiento de 0.061201.



**Fig. 4.12.:** Gráfico de Autovectores Derechos para Demanda Punta Inestable. Modo Poco Amortiguado

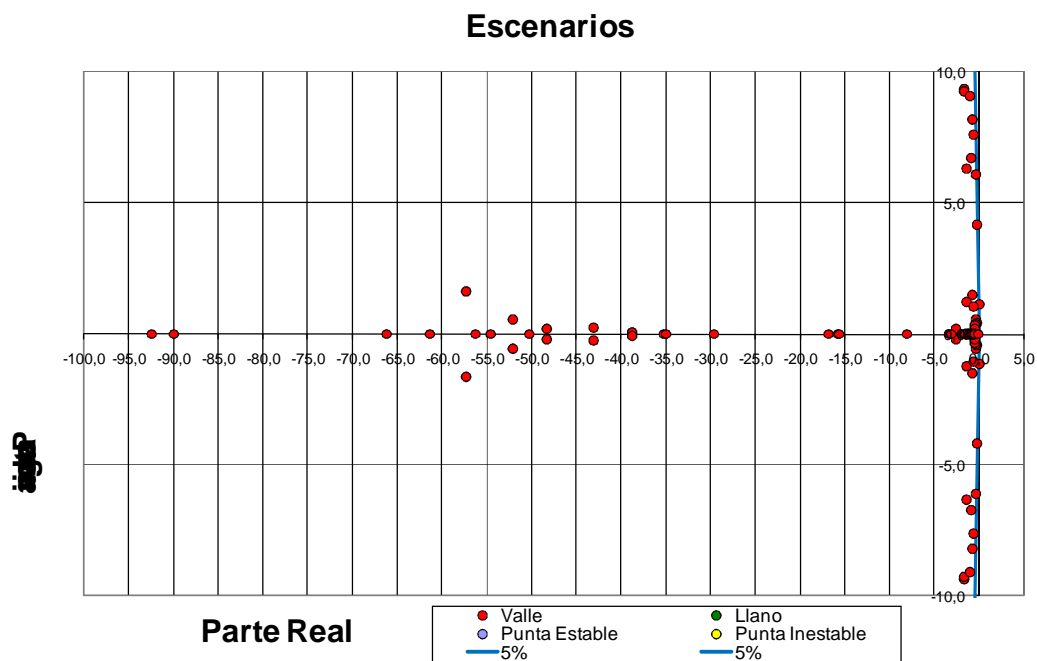
## b) Falta en el Nudo 4

Para el caso simulado de una falta en el Nudo 4 del sistema, se analiza de nuevo el sistema completo para los 4 casos de demanda seleccionados: Valle, Llano, Punta Estable y Punta Inestable.

Para cada uno de ellos se observarán los autovalores a través del gráfico que muestra su situación dentro del plano complejo, el grado de amortiguamiento respecto a la curva de referencia del 5%, y los modos de oscilación que muestra el gráfico de autovectores derechos.

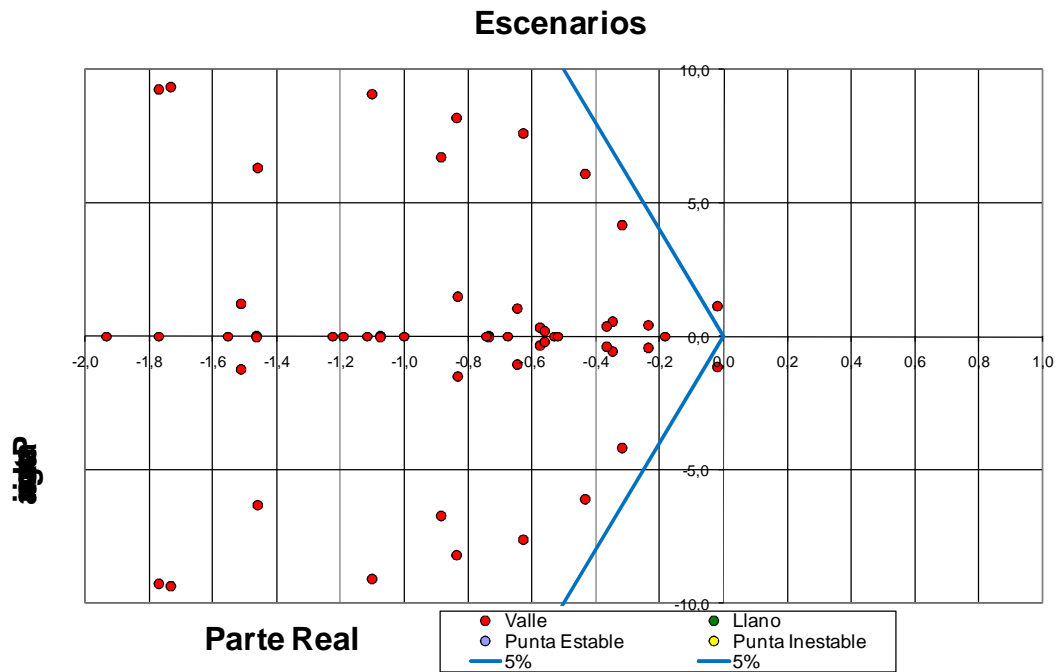
### Demanda Valle

Los autovalores del sistema cuando se produce una perturbación en el nudo 4 pueden observarse en la **Fig. 4.13.**:



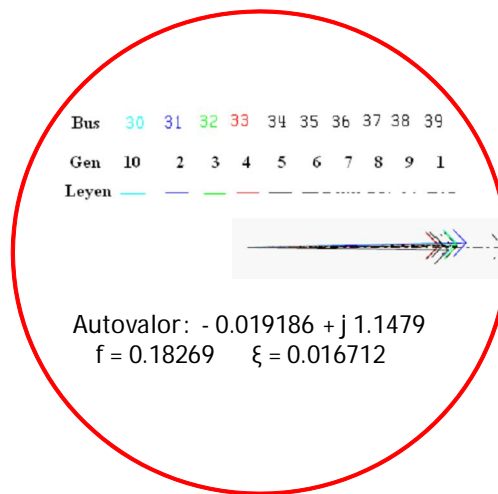
**Fig. 4.13.:** Autovalores Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, sin PSS

La **Fig. 4.14.** representa los modos de oscilación asociados con estos autovalores. Como se observa en el gráfico, para la condición de demanda valle, y tras una perturbación en el sistema inicial que origina una falta en el Nudo 4, existe un modo poco amortiguado que no cumple con los requisitos planteados (amortiguamiento  $<5\%$ ) y tendrá que amortiguarse.



**Fig. 4.14.:** Oscilaciones Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, sin PSS

La **Fig. 4.15.** representa el grupo de todos los autovectores derechos correspondientes a los ángulos de las máquinas en la condición de operación demanda valle tras una falta en el Nudo 4 del sistema. A través de esta figura se determina si los modos de oscilación son locales, entre plantas o entre-áreas, analizando qué unidades oscilan con respecto al sistema o con respecto a otra área, y qué unidades oscilan una contra otra.

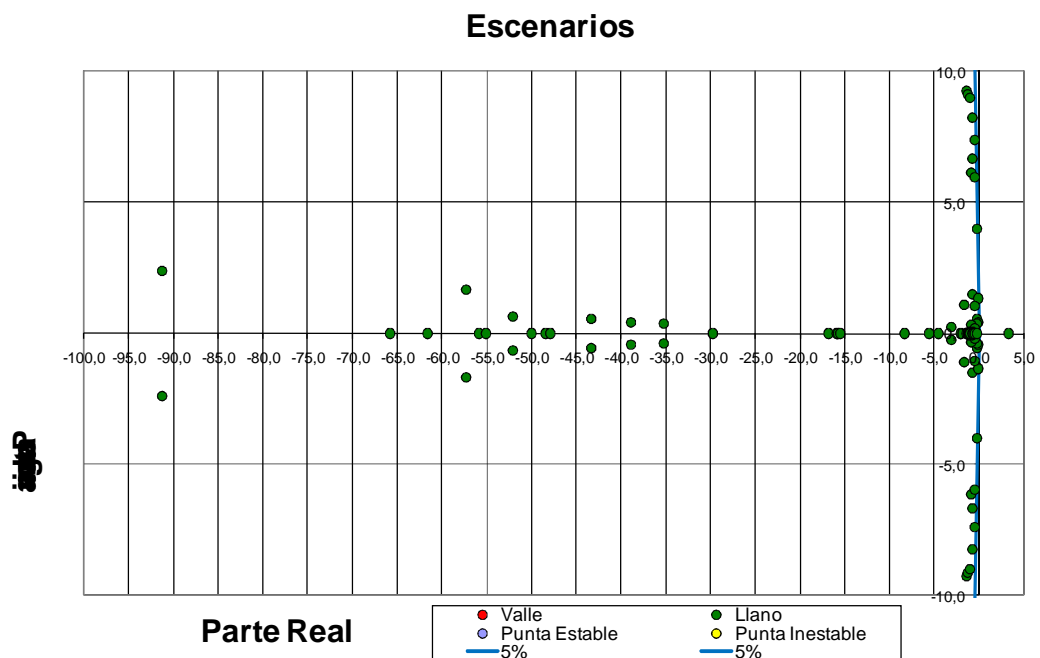


**Fig. 4.15.:** Gráfico de Autovectores Derechos para Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, sin PSS

Se observa en esta figura que todos los generadores que el modo poco amortiguado corresponde a un modo local con frecuencia de oscilación 0.18269 Hz y factor de amortiguamiento de 0.016712. Este modo no cumple con los niveles de amortiguamiento requeridos.

## Demanda Llano

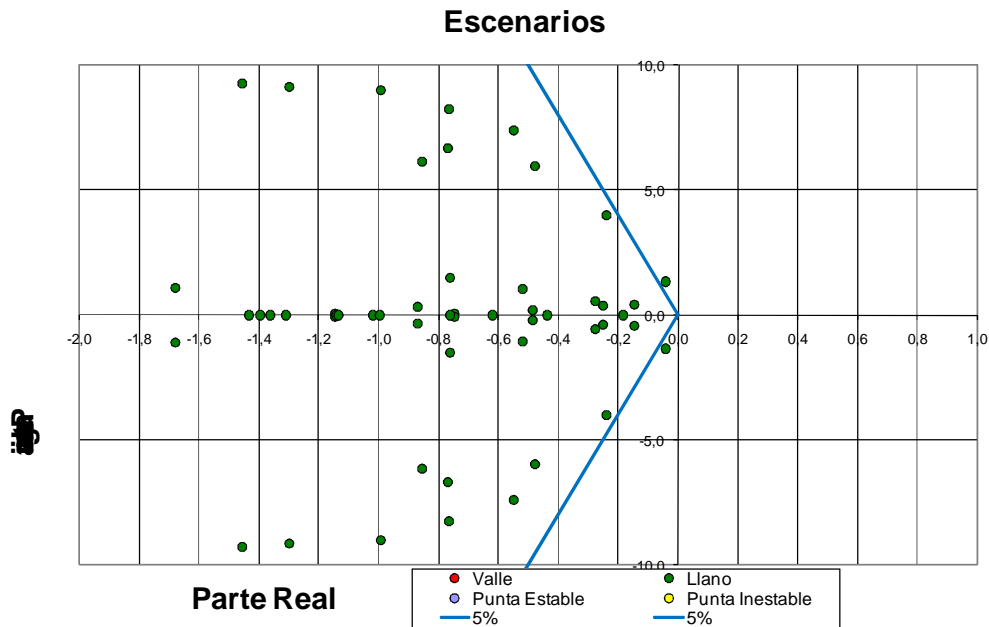
Los autovalores del sistema pueden observarse en la **Fig. 4.16:**



**Fig. 4.16.:** Autovalores Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, sin PSS

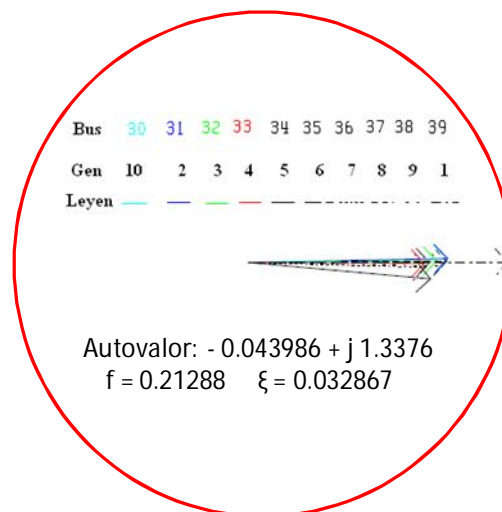


La **Fig. 4.17.** representa los modos de oscilación asociados con estos autovalores. Como se observa en el gráfico, para una condición de carga media, correspondiente a demanda llano, el sistema es poco amortiguado, existe un modo que no cumple con el amortiguamiento requerido y tendrá que amortiguarse.



**Fig. 4.17.:** Oscilaciones Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, sin PSS

La **Fig. 4.18.** representa el grupo de todos los autovectores derechos correspondientes a los ángulos de las máquinas tras una falta en el Nudo 4 del sistema.

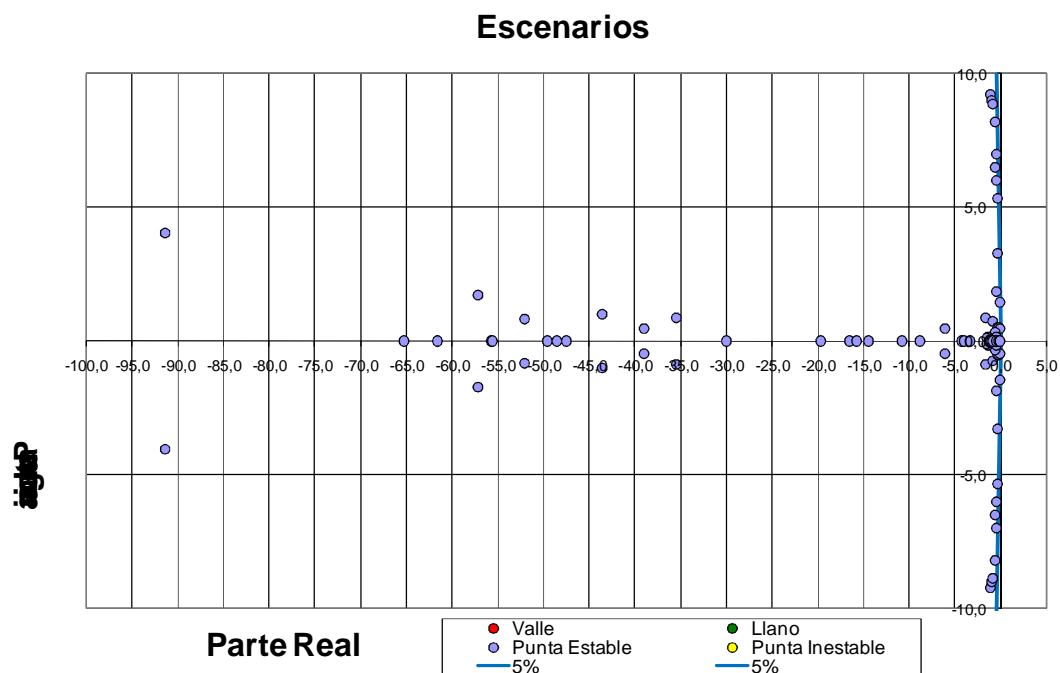


**Fig. 4.18.:** Gráfico de Autovectores Derechos para Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, sin PSS

Se observa en esta figura que todos los generadores oscilan contra el resto del sistema. El modo poco amortiguado corresponde a un modo local con frecuencia de oscilación 0.21288 y factor de amortiguamiento de 0.032867. Este modo cumple con los niveles de amortiguamiento requeridos.

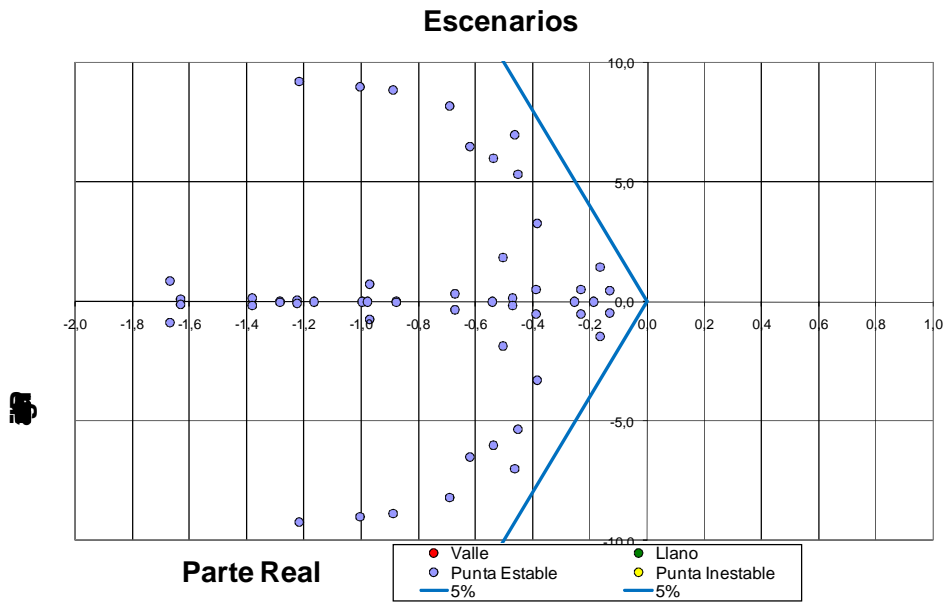
### Demanda Punta Estable

Los autovalores del sistema pueden observarse en la **Fig. 4.19.**:



**Fig. 4.19.**: Autovalores Demanda Punta Estable, Falta en el Nudo 4, sin PSS

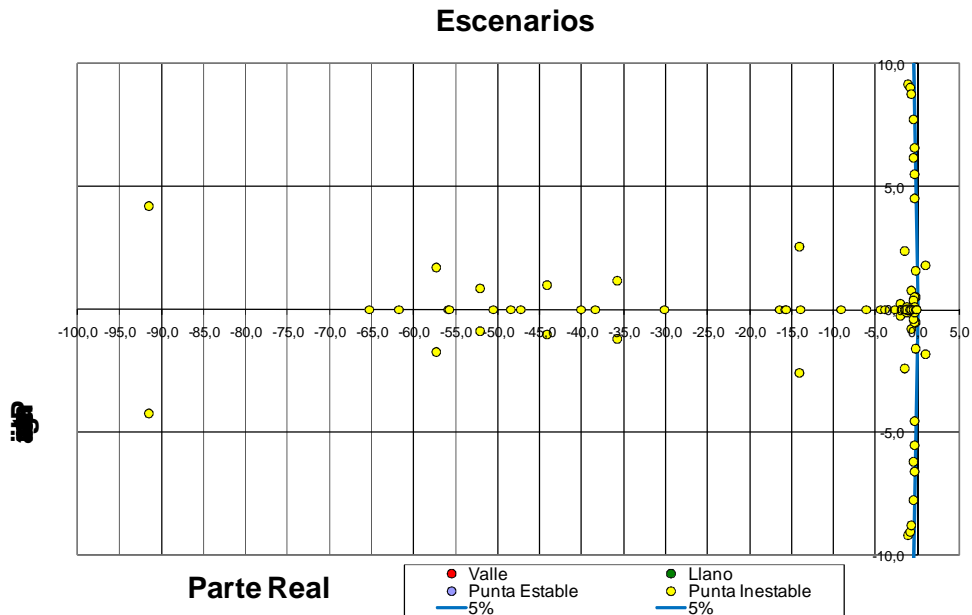
La **Fig. 4.20.** representa los modos de oscilación asociados con estos autovalores. Como se observa en el gráfico, para una condición de carga máxima, correspondiente a demanda punta estable, tras una perturbación en el sistema que origina una falta en el Nudo 4, el sistema es amortiguado y estable.



**Fig. 4.20.:** Oscilaciones Demanda Punta Estable, Falta en el Nudo 4, sin PSS

### Demanda Punta Inestable

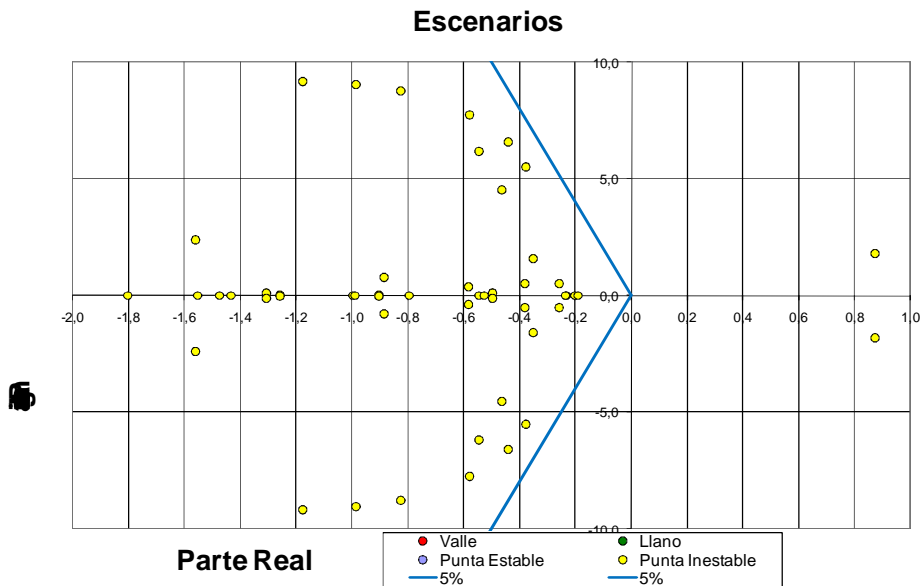
Los autovalores del sistema pueden observarse en la **Fig. 4.21:**



**Fig. 4.21.:** Autovalores Demanda Punta Inestable, Falta en el Nudo 4, sin PSS

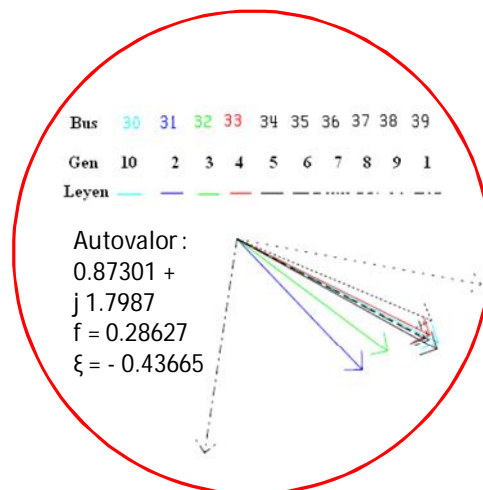
La **Fig. 4.22** representa los modos de oscilación asociados con estos autovalores. Como se observa en el gráfico, para una condición de carga crítica, correspondiente a demanda punta inestable, tras una perturbación en el sistema que provoca una falta en el Nudo 4,

existe un modo inestable, la parte real del autovalor es positiva y el sistema, por tanto, es inestable.



**Fig. 4.22.:** Oscilaciones Demanda Punta Inestable, Falta en el Nudo 4, sin PSS

La **Fig. 4.23** representa el grupo de todos los autovectores derechos correspondientes a los ángulos de las máquinas en la condición de operación demanda punta inestable, tras una perturbación en el sistema que provoca una falta en el Nudo 4.



**Fig. 4.23.:** Gráfico de Autovectores Derechos para Demanda Punta Inestable, Falta en el Nudo 4, sin PSS

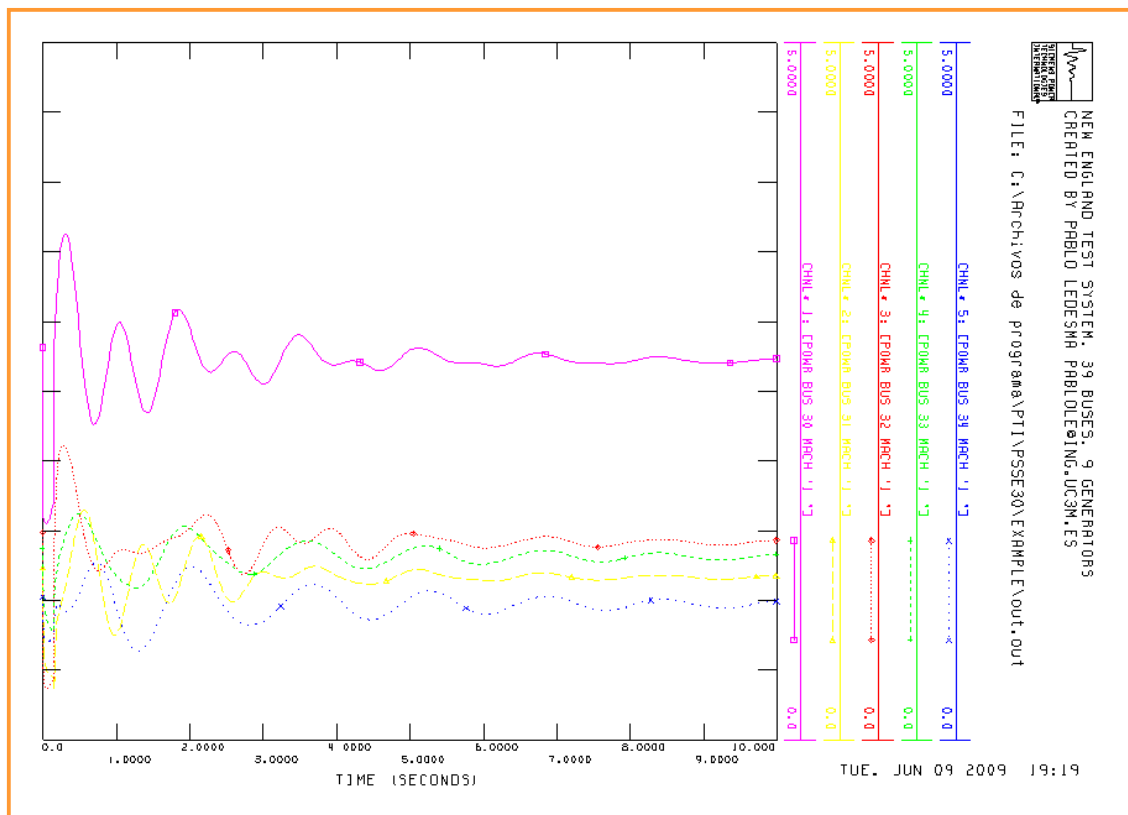
En esta figura se observa que existen oscilaciones entre los generadores en el área local de la red, y que el modo inestable corresponde a un modo local, con frecuencia de oscilación 0.28627 y factor de amortiguamiento negativo de -0.43665.

## 4.2. Estabilidad Transitoria sin PSS

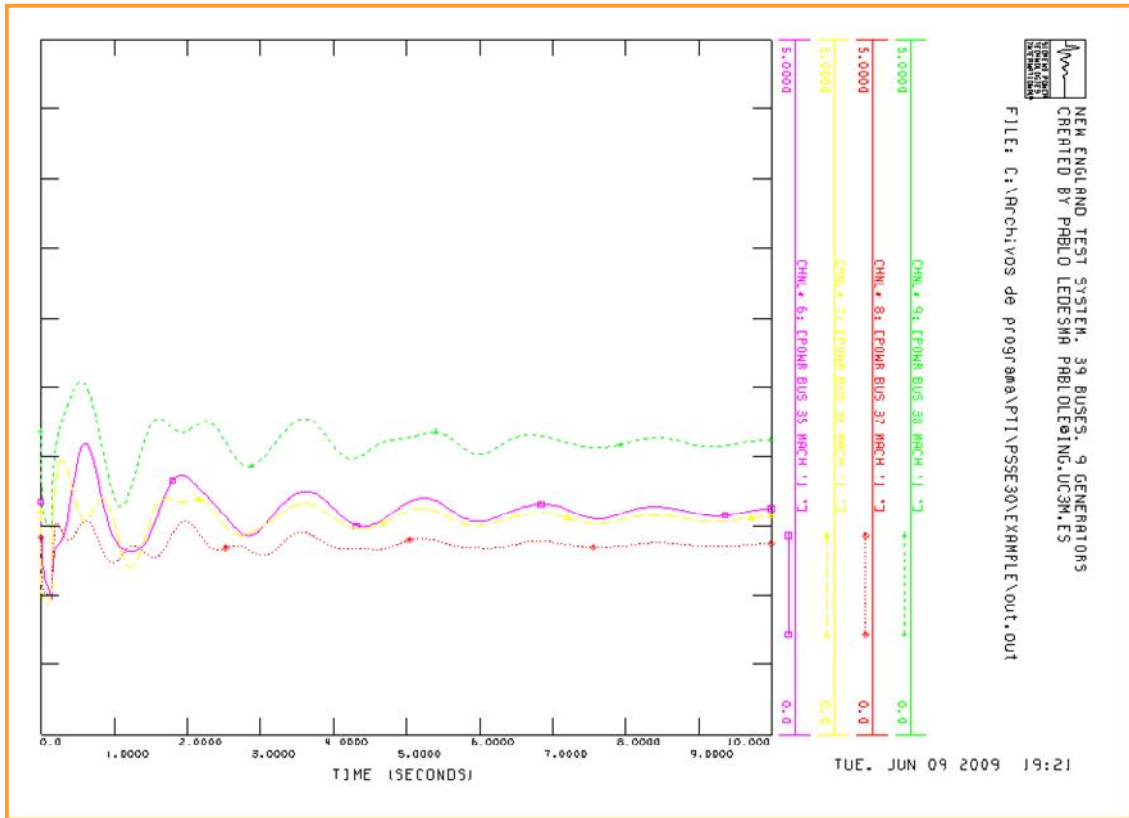
Analizado el sistema de estudio para una falta en el Nudo 4 en condiciones de carga de Demanda Valle, Llano y Punta Estable, se realiza un estudio de la respuesta del sistema ante la perturbación generada, a través de las potencias del sistema en gran señal, es decir, se realiza un análisis a la Estabilidad Transitoria.

### Demanda Valle

Cuando se perturba el sistema se produce una falta en uno de sus nudos, que afecta a la estabilidad del sistema, como se comprueba a través del gráfico de autovectores derechos, y genera un cambio en las potencias de salida de los generadores en gran señal. La respuesta del sistema ante esta perturbación se observa en las siguientes figuras:



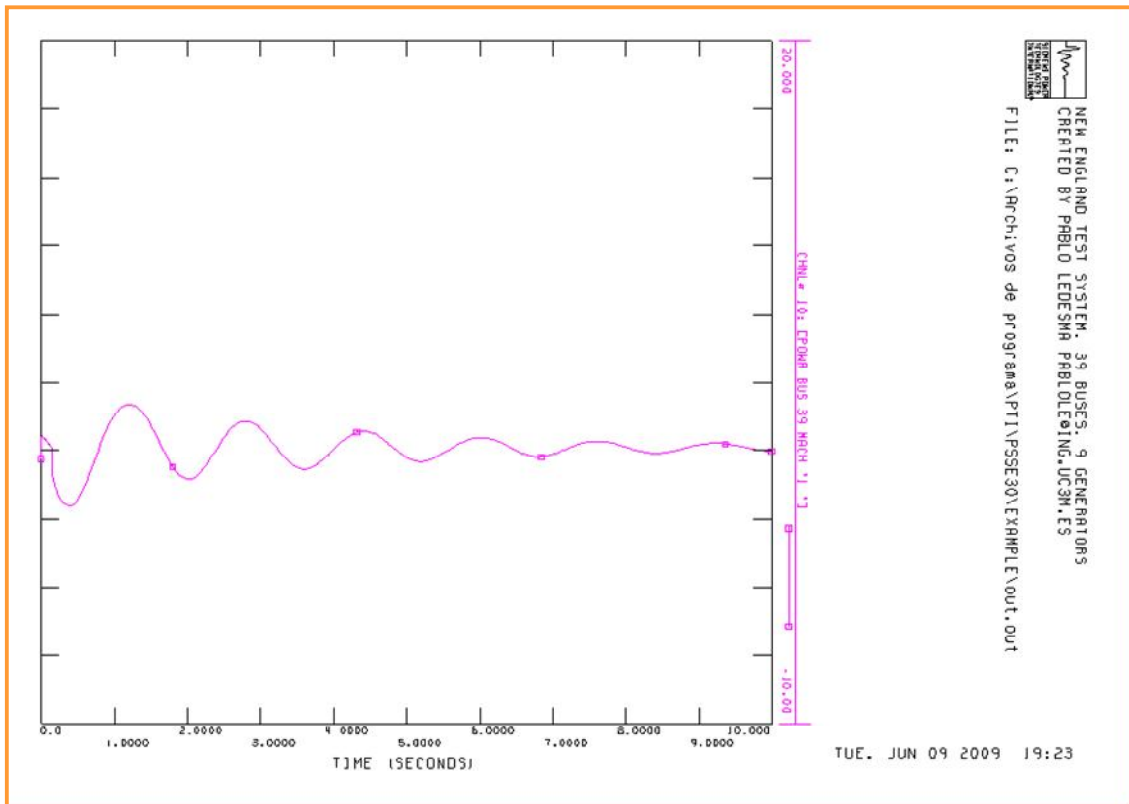
**Fig. 4.24.:** Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 30, 31, 32, 33, 34 para Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, sin PSS



**Fig. 4.25.:** Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 35, 36, 37, 38 para Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, sin PSS

De igual forma, las oscilaciones locales que afectan al sistema eléctrico y su respuesta también influyen de forma significativa en las conexiones de éste con otras áreas o sistemas, dificultando la interconexión debido a las oscilaciones a través de la línea de transmisión, que afectan a la transferencia normal de potencia.

Los efectos en esta conexión se pueden observar en la **Fig. 4.26:**

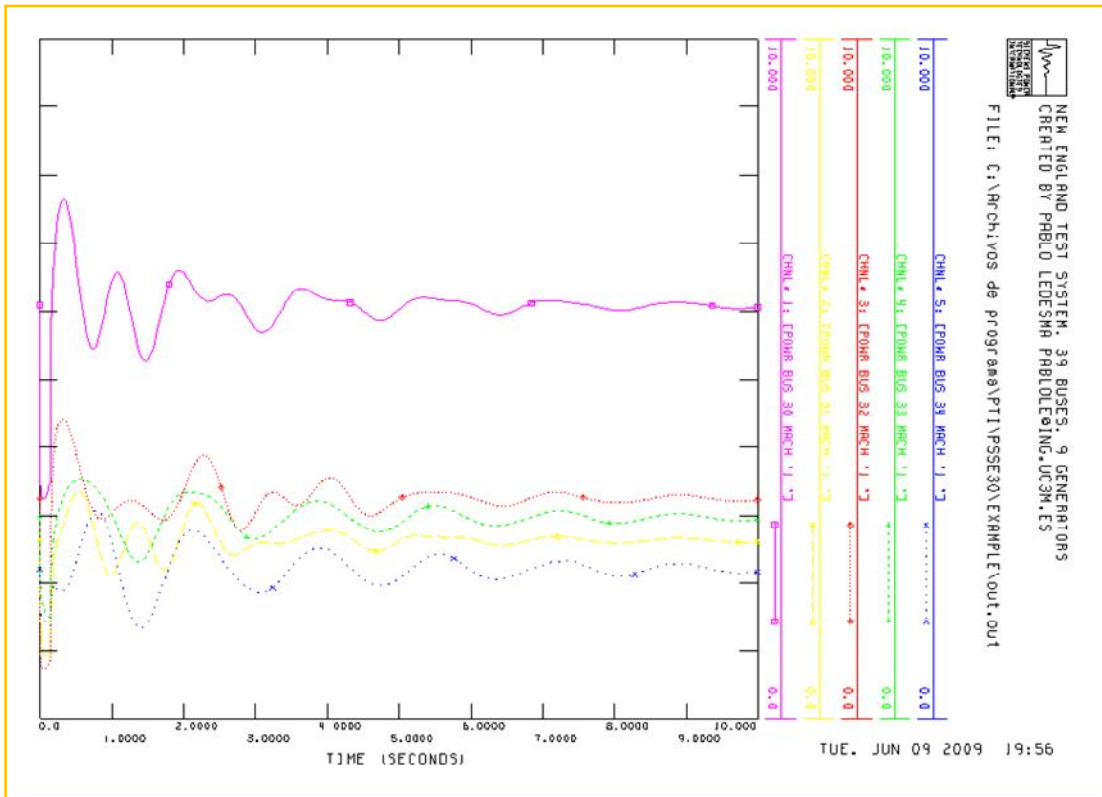


**Fig. 4.26.:** Gráfico de Conexión entre Áreas para Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, sin PSS

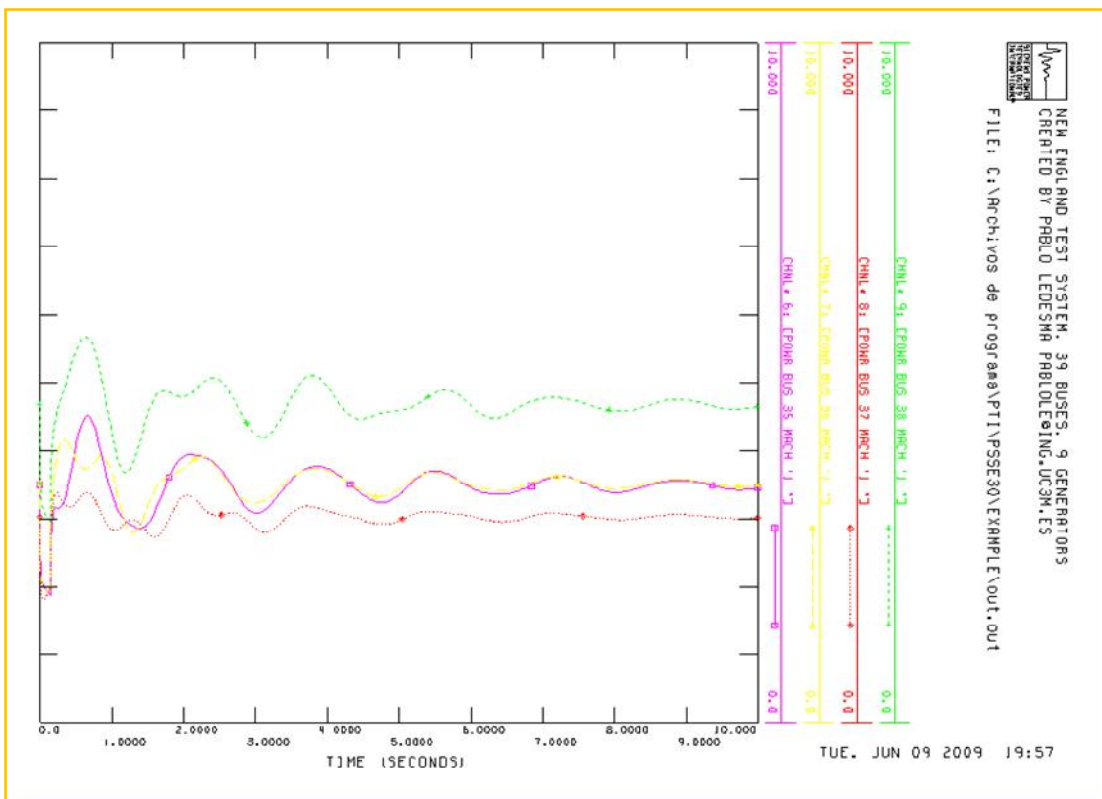
Este efecto se puede comprobar a través de la conexión del sistema de estudio propuesto con el generador del bus 39, ~~arra~~ oscilante, configurada como un sistema independiente conectado a la red en la que se basa este trabajo.

## Demanda Llano

La respuesta de los generadores del sistema en demanda llano se representa en las figuras siguientes. La potencia de salida de los generadores oscila como consecuencia de la perturbación experimentada.



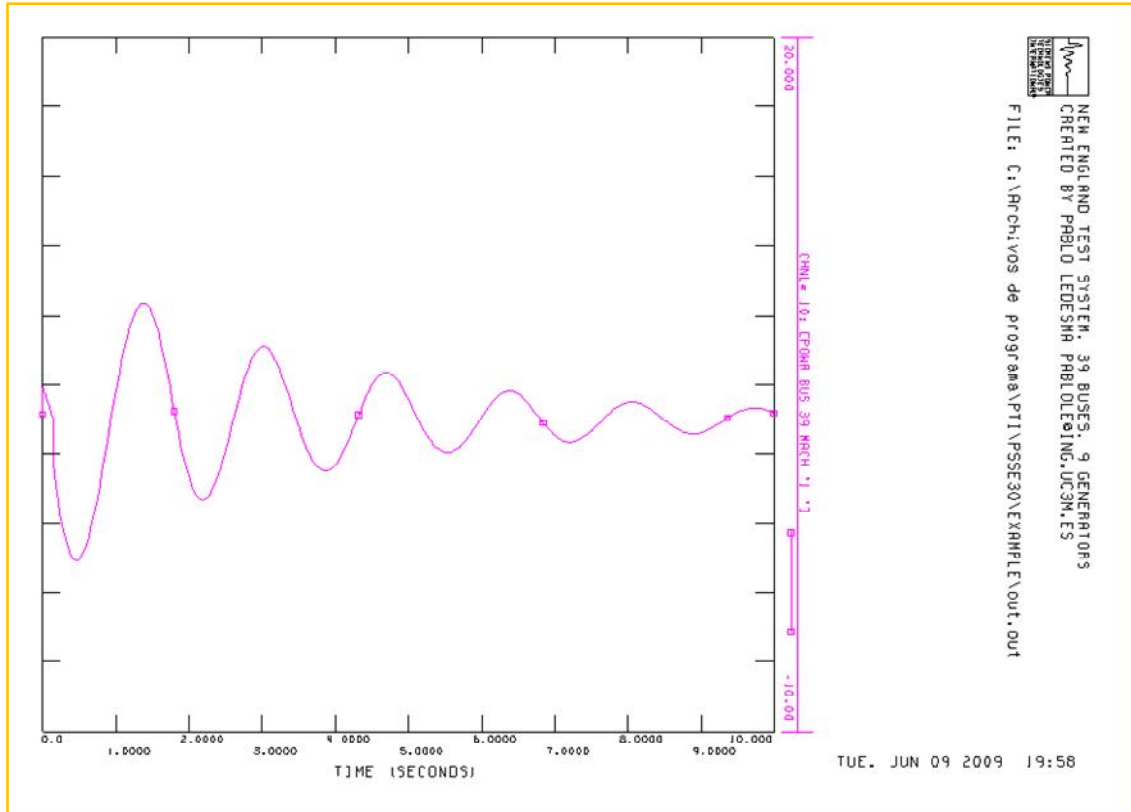
**Fig. 4.27.:** Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nodos 30, 31, 32, 33, 34 para Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, sin PSS



**Fig. 4.28.:** Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nodos 35, 36, 37, 38 para Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, sin PSS



Los efectos de las oscilaciones resultantes en la conexión entre áreas se pueden observar en la **Fig. 4.29**:



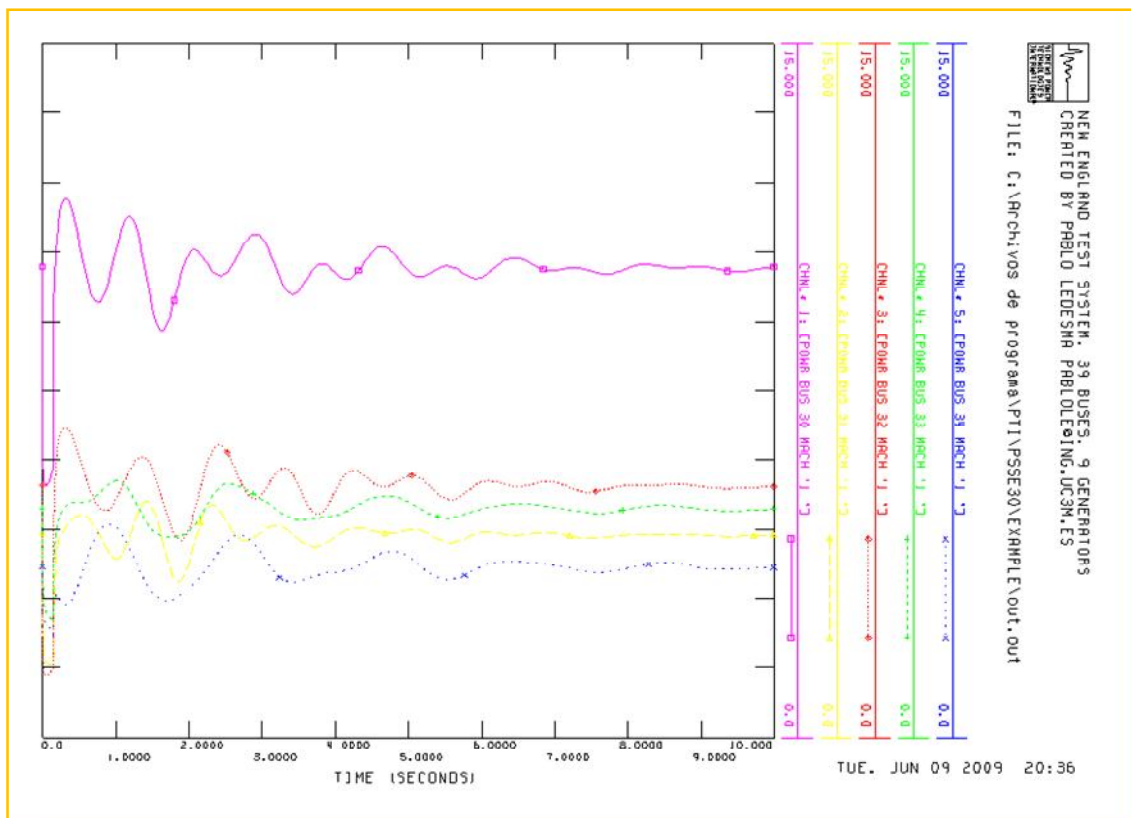
**Fig. 4.29.:** Gráfico de Conexión entre Áreas para Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, sin PSS

Las oscilaciones locales que afectan al sistema eléctrico y su respuesta también influyen de forma significativa en las conexiones de éste con otras áreas o sistemas, dificultando la interconexión debido a las oscilaciones a través de la línea de transmisión, que afectan a la transferencia normal de potencia. Este efecto se puede comprobar a través de la conexión del sistema de estudio propuesto con el generador del bus 39, barra oscilante.

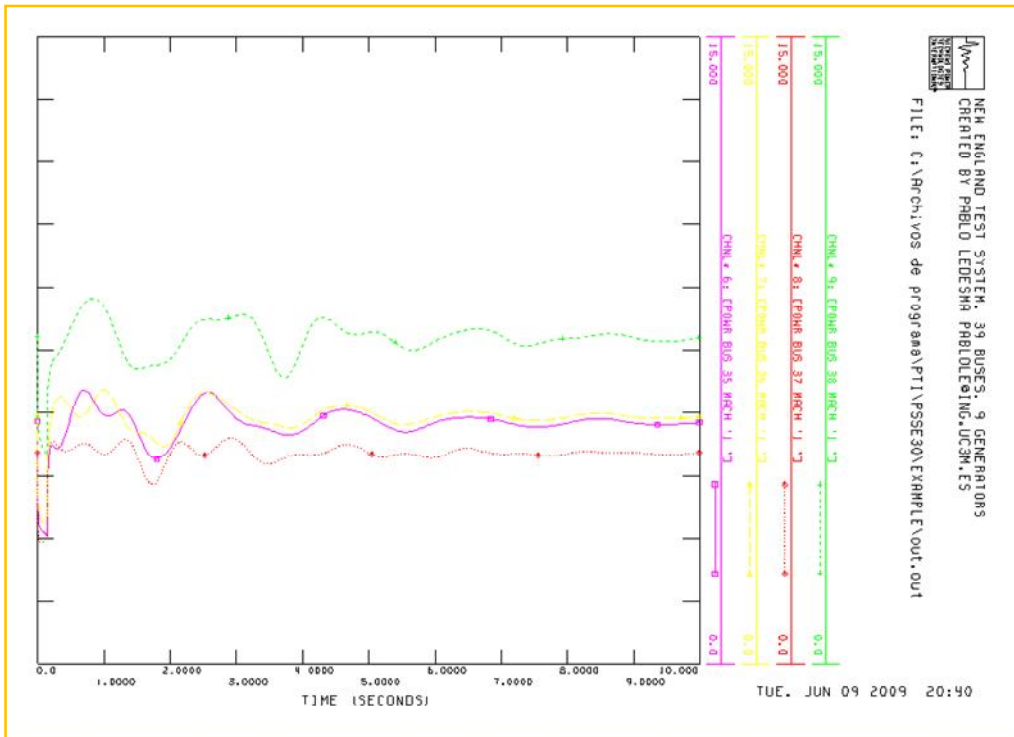
## Demanda Punta Estable

Cuando se perturba el sistema en condiciones de carga demanda punta estable y se produce una falta en uno de sus nudos, queda afectada la estabilidad del sistema de manera local, como se comprueba a través del gráfico de autovectores derechos, y se genera un cambio en las potencias de salida de los generadores en gran señal.

La respuesta del sistema ante esta perturbación se observa en las siguientes figuras:

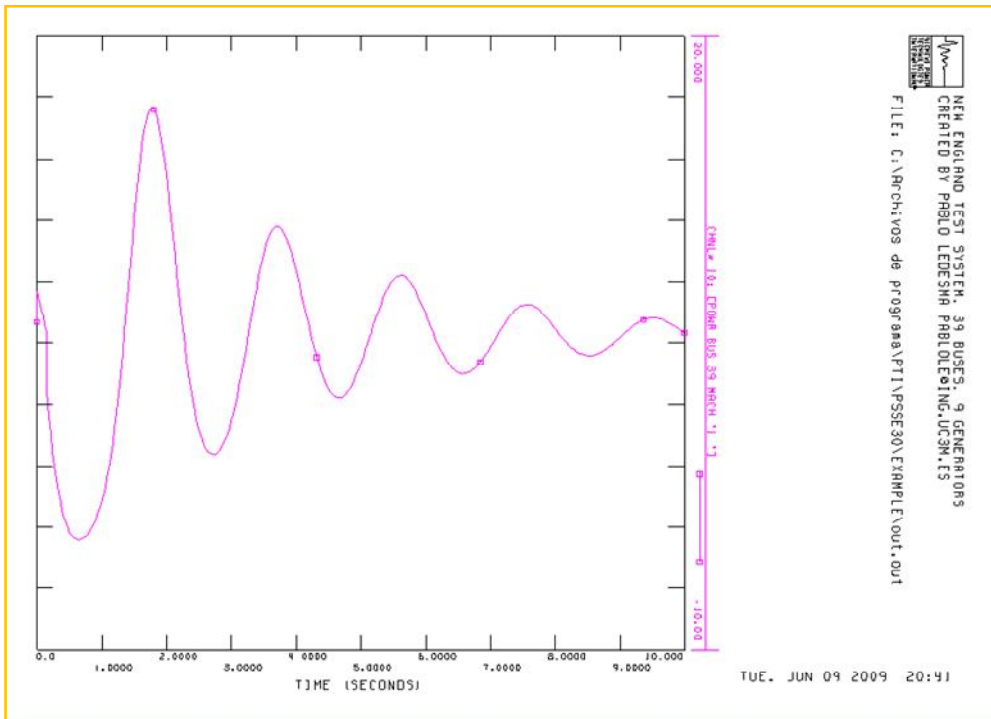


**Fig. 4.30.:** Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 30, 31, 32, 33, 34 para Demanda Punta Estable, Falta en el Nudo 4, sin PSS



**Fig. 4.31.:** Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nodos 35, 36, 37, 38 para Demanda Punta Estable, Falta en el Nudo 4, sin PSS

Los efectos de las oscilaciones resultantes en la conexión entre áreas se pueden observar en la **Fig. 4.32:**



**Fig. 4.32.:** Gráfico de Conexión entre Áreas para Demanda Punta Estable, Falta en el Nudo 4, sin PSS

Las oscilaciones locales que afectan al sistema eléctrico y su respuesta también influyen de forma significativa en las conexiones de éste con otras áreas o sistemas, dificultando la interconexión debido a las oscilaciones a través de la línea de transmisión, que afectan a la transferencia normal de potencia. Este efecto se puede comprobar a través de la conexión del sistema de estudio propuesto con el generador del bus 39, barra oscilante.

En este caso, el efecto de las oscilaciones resultantes tras la perturbación es muy pronunciado, el fallo en el sistema afecta de manera especial a la conexión entre áreas.

## **5. Metodología para la sintonización y coordinación de estabilizadores de potencia**

En este capítulo se propone en primer lugar una metodología a seguir para la correcta sintonización de los parámetros de los estabilizadores y una buena coordinación de éstos en el sistema, de forma que se consiga alcanzar el objetivo de amortiguamiento  $>5\%$  propuesto al inicio.

A continuación se realizará un estudio del sistema en pequeña señal para un punto de operación elegido (Demanda Valle) y se aplicará esta metodología para conseguir la amortiguación del modo local identificado en él. Es decir, se sintonizarán los estabilizadores a instalar, y se coordinarán uno por uno en el sistema de forma global, para comprobar que dicha sintonización ha sido correcta y que se hace efectiva la amortiguación del modo elegido.

Después se comprobará el funcionamiento de los PSS sintonizados y coordinados cuando el sistema sufre una perturbación, simulada con una falta en el Nudo 4, y se analizará la estabilidad transitoria del sistema.

Por último, se observará el efecto de añadir los mismos estabilizadores de potencia sintonizados y coordinados en un sistema que opera en condiciones estables y con todos los modos de oscilación amortiguados.

## Metodología Propuesta

En la actualidad existen numerosas técnicas para la sintonización de Estabilizadores de Potencia. Las más utilizadas son la Compensación de Fase y el análisis del Lugar de las Raíces. La metodología desarrollada en este trabajo para la sintonización y coordinación de los estabilizadores de potencia está basada en estas técnicas y tiene como base el análisis de los autovalores del sistema. El proceso consiste en los siguientes pasos:

1. Cálculo de los autovalores del sistema para obtener los modos poco amortiguados e inestables. Se analiza el sistema para tres puntos de operación que representan tres condiciones de carga representativas del sistema: Demanda Valle, Llano y Punta. Para este último caso, se han buscado dos condiciones distintas: Punta Estable y Punta Inestable.
  - El sistema es inestable si aparecen autovalores con parte real positiva, por lo que primero es necesario hacerlo estable. Se identifica, a través del Factor de Participación, el generador que tiene la mayor participación en ese modo de oscilación y se modifica el punto de operación, actuando en ciertos parámetros del sistema, generalmente la potencia.
  - Si el sistema es estable, se pasa directamente al punto 2.
2. Selección de los generadores en los que se instalarán los Estabilizadores de Potencia, para lo cual primero se identifican los modos poco amortiguados (amortiguamiento  $< 5\%$ ).

Cálculo de los Factores de Participación para identificar la contribución de cada estado en el modo, seleccionando así los generadores en los que se instalarán los estabilizadores de potencia.

3. Una vez seleccionados los generadores, se añaden estabilizadores de potencia y se sintonizan independientemente.

La sintonización consiste en calcular las constantes de tiempo y la ganancia del estabilizador. Cada generador se conecta a una barra infinita (Modelo de Heffron-

Phillips o Concordia) de manera independiente a través de una línea de transmisión, donde la impedancia de la línea es la impedancia Thevenin del sistema, que representa el equivalente de la red en el nudo de conexión de cada generador.

#### -Cálculo de $K_{\text{óptima}}$ :

En este modelo se asume una inercia muy grande para deshabilitar la dinámica de la máquina y mostrar sólo la dinámica del estabilizador.  $K$  es la ganancia del estabilizador, y puede fluctuar entre 0.1 y 100. Con esto, al variar la ganancia se consigue la ganancia óptima de cada generador utilizando el método del Diagrama del Lugar de las Raíces conjuntamente con Ensayo y error.

El cálculo de la ganancia óptima de cada estabilizador a instalar en los generadores se consigue analizando por Ensayo y Error la ganancia del estabilizador que podría producir inestabilidad. Esto se consigue incrementando levemente la ganancia del estabilizador y observando el movimiento de sus autovalores en el plano complejo. La ganancia óptima se elige cuando se observa un punto de inflexión en la trayectoria del autovalor correspondiente, que indica que es el punto límite a partir del cual empieza a decrecer el amortiguamiento del modo de oscilación analizado.

#### 4. Cálculo de las Constantes de Tiempo $T_w$ , $T_1$ , $T_2$ , $T_3$ , $T_4$ . Análisis de la Respuesta en Frecuencia del sistema.

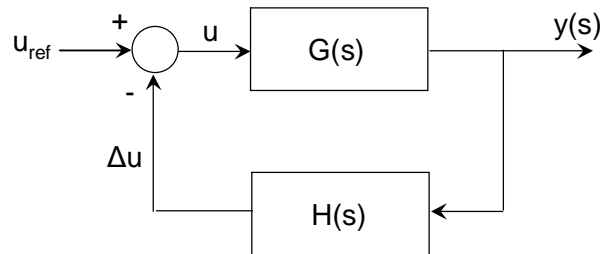
El cálculo de las constantes de tiempo del estabilizador para conseguir su frecuencia característica se consigue generalmente por el Método de Compensación de Fase, que se realiza por Ensayo y Error.

Sin embargo, en este trabajo, para el cálculo de estas variables se ha aplicado un Algoritmo implementado en Matlab, que consiste en cuatro bloques:

- El primer bloque calcula el margen de fase a compensar del sistema inicial.
- En el segundo bloque realiza una función para encontrar el margen de fase del sistema a compensar.
- En el tercer bloque se muestran estos dos parámetros en pantalla.

- Y por último, el último bloque los compara y encuentra el margen de fase deseado.

Este algoritmo está basado en la siguiente figura:



**Fig. 5.1.** Diagrama de Bloques de Función de Compensación.

La función  $G(s)$  representa la función de transferencia del sistema a compensar.  $H(s)$  es la función de transferencia del sistema compensador, y se calcula a través de la siguiente expresión:

$$H(s) = K \frac{sT_w}{1 + sT_w} \left[ \frac{1 + sT_{adelanto}}{1 + sT_{retraso}} \right]^{m_c} \quad (5.1)$$

El algoritmo realiza el cálculo sobre los bloques de adelanto-retraso, donde:

- $m_c$  es el número de bloques, y es igual a 2
- Se asume  $T_1=T_3$  y  $T_2=T_4$ ,
- $T_w$  es la constante del filtro, se asume un valor igual a 10,
- $K$  es la ganancia óptima calculada anteriormente.

Una vez calculadas las constantes de tiempo características de cada estabilizador, es necesario analizar la Respuesta en Frecuencia de cada generador del sistema conectado a una barra infinita, con los parámetros sintonizados.

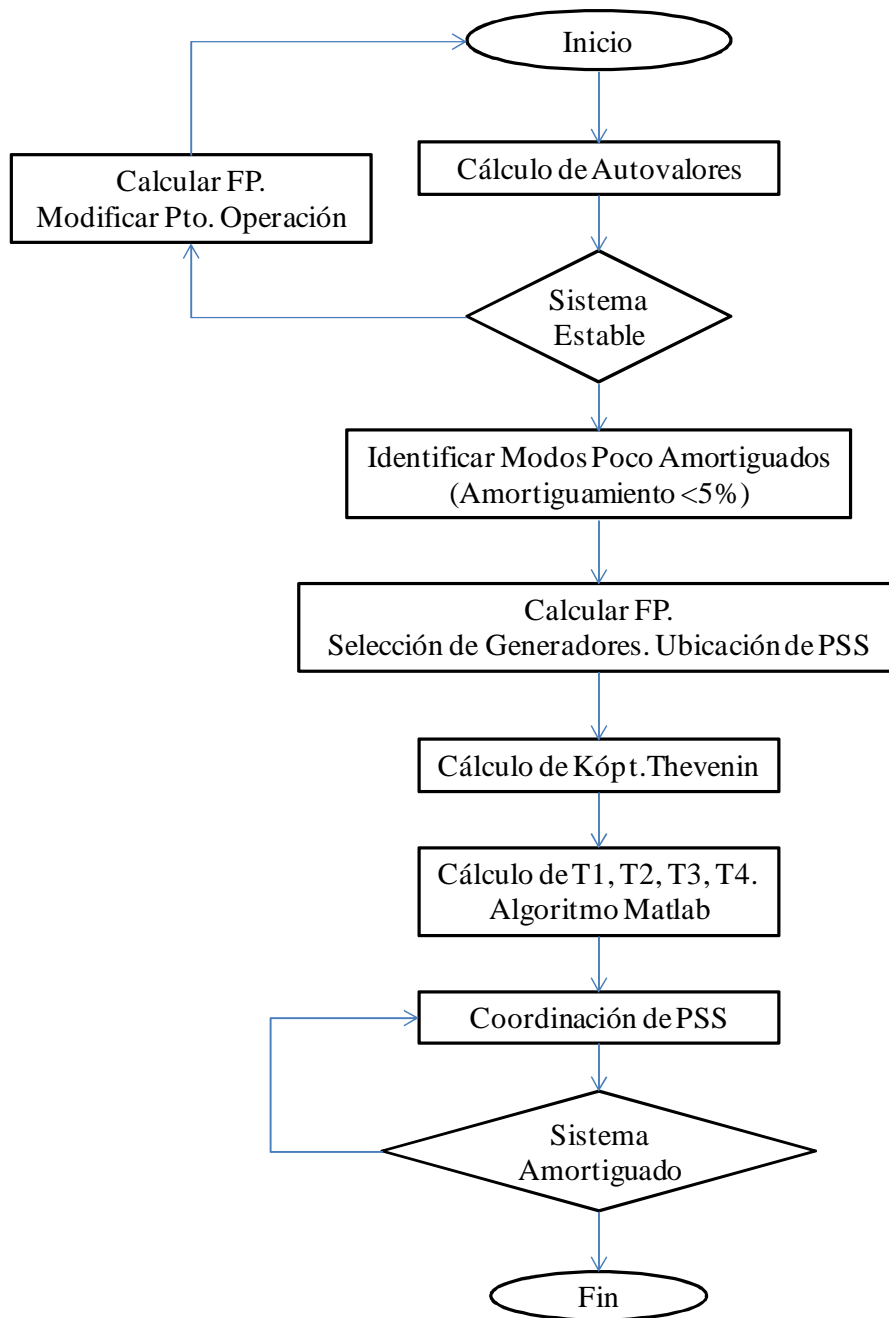
##### 5. Coordinación de los estabilizadores:

- Ingresar el PSS-1 y recalcular los autovalores del sistema.
- Ingresar el PSS-2 y recalcular los autovalores del sistema.
- Ingresar el PSS-3 y recalcular los autovalores del sistema.



- Ingresar sucesivamente cada PSS en el sistema y recalcular hasta conseguir el amortiguamiento requerido.

Reajustar en cada caso si es necesario, modificando el valor de la ganancia óptima de cada estabilizador.



**Fig. 5.2.** Diagrama de Flujo de la Metodología desarrollada

### 5.1. Análisis en Pequeña señal con PSS

Para aplicar la metodología desarrollada en el Capítulo 4, escogemos los puntos de operación que representa la condición de carga del sistema para Demanda Valle, Llano, Punta Estable y Punta inestable.

#### 1. Análisis de Autovalores del sistema:

El sistema en condición de Demanda Valle tiene un modo local poco amortiguado con frecuencia de oscilación 0.18817 Hz y coeficiente de amortiguamiento 0.019330.

El sistema en condición de Demanda Llano es estable con todos los modos de oscilación amortiguados.

El sistema en condición de Demanda Punta Estable es estable con todos los modos de oscilación amortiguados.

El sistema en condición de Demanda Punta Inestable es inestable, con un modo local inestable con frecuencia de oscilación 0.35115 Hz y factor de amortiguamiento negativo de -0.17816, y poco amortiguado, con un modo de oscilación entre-áreas de frecuencia 1.1174 Hz y factor de amortiguamiento de 0.061201.

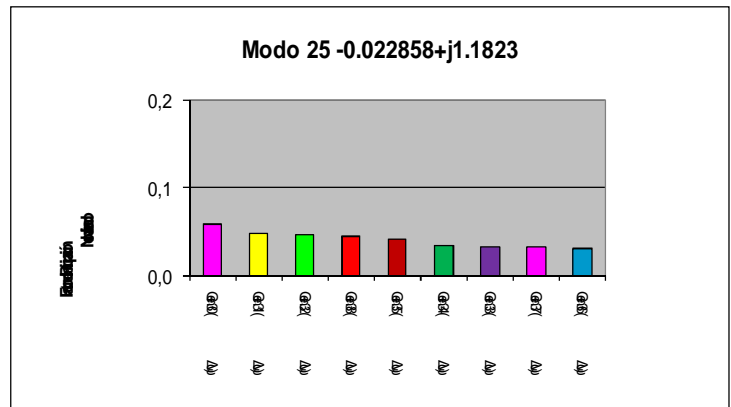
#### 2. Selección de la Ubicación de los Estabilizadores:

El propósito de esta parte es seleccionar los generadores en los que se instalarán los estabilizadores para conseguir que el sistema tenga los niveles de amortiguamiento establecidos anteriormente. Es decir, el amortiguamiento de todos los modos de oscilación del sistema tiene que ser mayor al 5%.

Para ello, utilizamos el concepto de Factor de Participación propuesto en el Capítulo 2, que identifica los generadores que más participan en los modos de oscilación poco amortiguados del sistema.

## Demanda Valle

Generadores	Factor de Participación
Gen 30 ( $\Delta\omega$ )	0,05901
Gen 31 ( $\Delta\omega$ )	0,04915
Gen 32 ( $\Delta\omega$ )	0,04731
Gen 38 ( $\Delta\omega$ )	0,04526
Gen 35 ( $\Delta\omega$ )	0,04123
Gen 34 ( $\Delta\omega$ )	0,03436
Gen 33 ( $\Delta\omega$ )	0,03290
Gen 37 ( $\Delta\omega$ )	0,03247
Gen 36 ( $\Delta\omega$ )	0,03081
PSS	Gen 30



**Fig. 5.3.** Gráfico de Factores de Participación para Demanda Valle

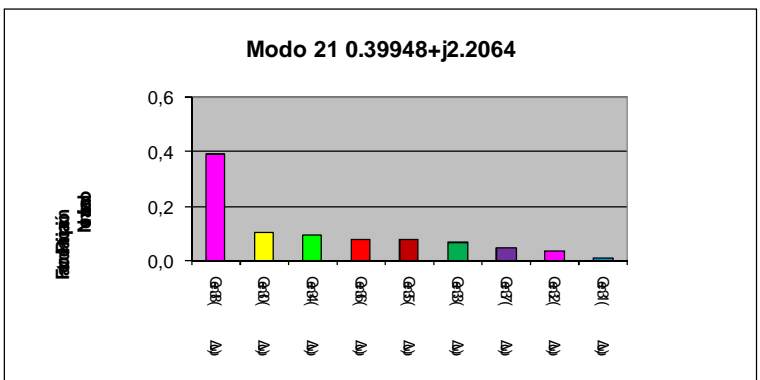
Al analizar los factores de participación para cada generador en el modo poco amortiguado identificado anteriormente se observa que, aunque los generadores tienen un valor de factor de participación similar, el generador del Nudo 30 es el que más participa, seguido del 31, 32 y 38.

En consecuencia, éstos serían los generadores seleccionados para la instalación de los estabilizadores.

## Demanda Punta Inestable

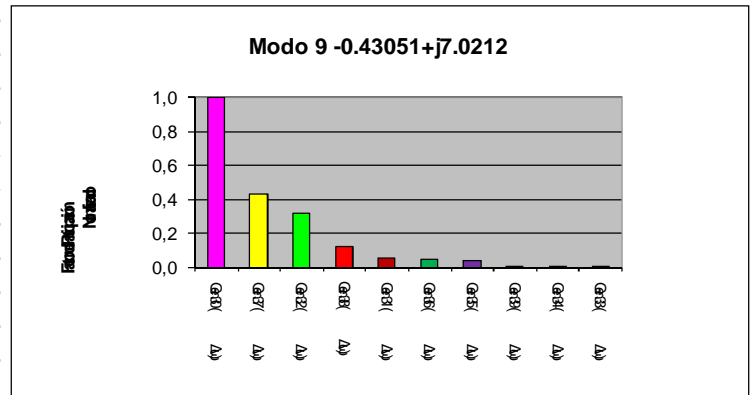
Los factores de participación para los modos detectados, inestables y poco amortiguados, son:

Generadores	Factor de Participación
Gen 38 ( $\Delta\omega$ )	0,39212
Gen 30 ( $\Delta\omega$ )	0,10710
Gen 34 ( $\Delta\omega$ )	0,09169
Gen 36 ( $\Delta\omega$ )	0,08056
Gen 35 ( $\Delta\omega$ )	0,07696
Gen 33 ( $\Delta\omega$ )	0,06610
Gen 37 ( $\Delta\omega$ )	0,04973
Gen 32 ( $\Delta\omega$ )	0,03875
Gen 31 ( $\Delta\omega$ )	0,01001
PSS	Gen 38



**Fig. 5.4.** Gráficos de Factores de Participación para Demanda Punta Inestable, modo inestable

Generadores	Factor de Participación
Gen 30 ( $\Delta\omega$ )	1,00000
Gen 37 ( $\Delta\omega$ )	0,42413
Gen 32 ( $\Delta\omega$ )	0,31336
Gen 38 ( $\Delta\omega$ )	0,11588
Gen 31 ( $\Delta\omega$ )	0,05540
Gen 36 ( $\Delta\omega$ )	0,04209
Gen 35 ( $\Delta\omega$ )	0,03675
Gen 39 ( $\Delta\omega$ )	0,00234
Gen 34 ( $\Delta\omega$ )	0,00060
Gen 33 ( $\Delta\omega$ )	0,00012
PSS	Gen 30 & 37



**Fig. 5.5.** Gráficos de Factores de Participación para Demanda Punta Inestable, modo entre-áreas

Al analizar los factores de participación para cada generador en los modos identificados anteriormente se observa que, en el caso del modo inestable, el generador sobre el que se debería influir para estabilizar el sistema sería el del Nudo 38. En este caso, actuaríamos sobre la potencia del generador para llevarlo primero a una situación estable y más adelante amortiguar el sistema con los estabilizadores de potencia.

Por lo tanto, para llevar el sistema a los niveles de amortiguamiento requeridos en dos puntos de operación analizados se requiere instalar los estabilizadores en cuatro generadores.

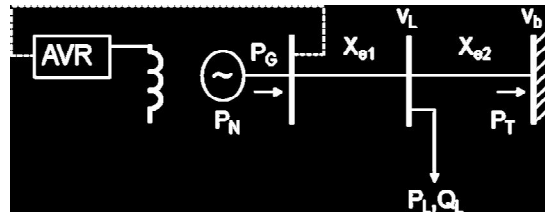
Aunque generalmente los estabilizadores se suelen instalar únicamente en los generadores con mayor Factor de Participación, en este trabajo se instalarán PSS en todos los generadores del sistema, debido al bajo coste que representa la instalación del estabilizador y su eficiencia en el amortiguamiento de las oscilaciones.

La instalación de PSS en todos los generadores puede ser una garantía de ayuda a la amortiguación dentro de un margen más amplio de frecuencias de oscilación.

Para la continuación de este análisis, se parte de las condiciones de operación en Demanda Valle, se sintonizarán y coordinarán los estabilizadores en todos los generadores para amortiguar el modo de oscilación local que se experimenta en esta condición de operación, tomando como base el estabilizador de una sola entrada, del tipo velocidad, que según los trabajos consultados, es el tipo de estabilizador más adecuado y eficiente para amortiguar modos locales.

### 3. Cálculo de $K_{\text{ópt}}$ , ganancia óptima del estabilizador:

Calculamos las ganancias características de cada estabilizador conectando cada generador a una barra infinita y calculando la impedancia Thevenin, que representa el equivalente de la red en el nudo de conexión de cada generador.



**Fig. 5.6.** Generador Conectado a Bus Infinito

Una vez calculado el equivalente Thévenin de cada generador, se ajustan por el método del Lugar de las Raíces, junto con Ensayo y Error, los polos y ceros de los estabilizadores hasta encontrar la ganancia óptima, donde se produce un punto de inflexión en la amortiguación del modo.

En los PSS instalados en generadores cuya participación en los modos poco amortiguados sea más alta, será necesaria una ganancia menor para producir el efecto deseado, mientras que en los PSS instalados en generadores con menor factor de participación será necesaria una ganancia óptima mayor, para producir amortiguación de los modos elegidos.

De esta forma, las ganancias elegidas por Ensayo y Error para cada estabilizador son las siguientes:

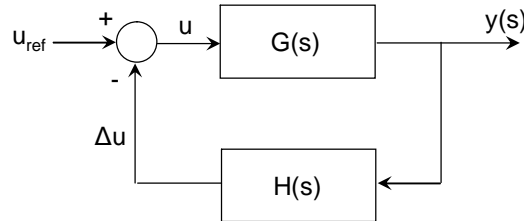
Nudo Gen.	$K_{\text{ópt}}$
30	31
31	33
32	33
38	35
35	42
34	46
33	48
37	50
36	60

**Fig. 5.7.** Tabla de Ganancias Óptimas elegidas por Ensayo y Error para la Sintonización de los PSS

El valor máximo de la ganancia óptima debe limitarse a 60 para evitar un posible efecto de inestabilidad del sistema.

#### 4. Cálculo de las Constantes de Tiempo Tw, T1, T2, T3, T4.

El cálculo de las constantes de tiempo del estabilizador para conseguir su frecuencia característica se ha conseguido en este trabajo a través de un algoritmo implementado en Matlab, basado en la figura:



La función  $G(s)$  representa la función de transferencia del sistema a compensar.  $H(s)$  es la función de transferencia del sistema compensador, y se calcula a través de la expresión:

$$H(s) = K \frac{sT_w}{1 + sT_w} \left[ \frac{1 + sT_{adelanto}}{1 + sT_{retraso}} \right]^{m_c} \quad (K)$$

Donde  $m_c$  es el número de bloques, y es igual a 2. Se asume  $T1=T3$  y  $T2=T4$ ,  $T_w$  es la constante del filtro, se asume un valor igual a 10, y  $K$  es la ganancia óptima calculada anteriormente.

Con estos supuestos, obtenemos unas constantes de tiempo:

Nudo Gen.	T1 = T3	T2= T4
30	0.154	0.033
31	0.154	0.033
32	0.241	0.039
38	0.277	0.056
35	0.343	0.115
34	0.398	0.088
33	0.178	0.128
37	0.339	0.084
36	0.297	0.077

**Fig. 5.8.** Tabla de Constantes de Tiempo Óptimas elegidas por Algoritmo implementado en Matlab

Una vez calculadas las constantes de tiempo características de cada estabilizador, es necesario analizar la Respuesta en Frecuencia de cada generador del sistema conectado a una barra infinita, con los parámetros sintonizados.

El análisis se realiza a través del Diagrama de Bode de la ganancia y fase de cada PSS. Hacer coincidir la fase es muy importante, porque el PSS tiene que compensar la desviación de fase de la entrada  $V_{ref}$  hasta  $\Delta\omega$  para incrementar el amortiguamiento en el rango de frecuencia de las oscilaciones.

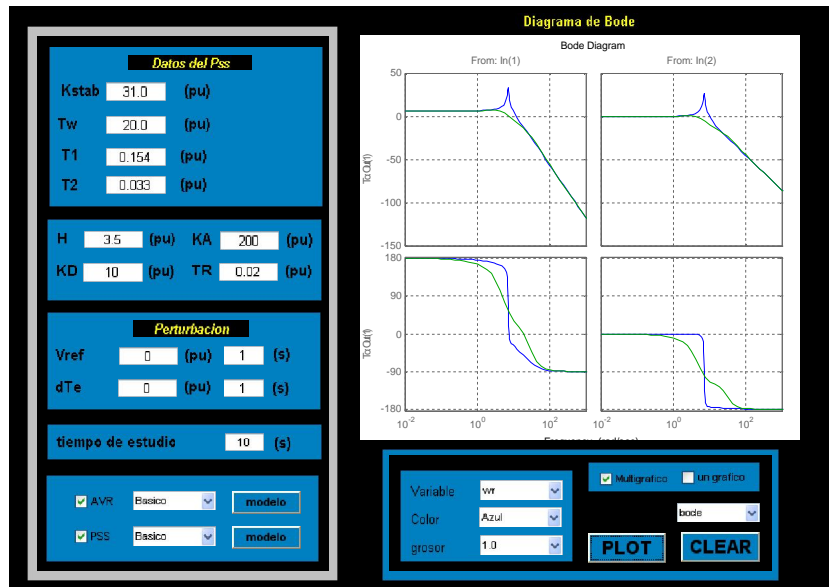


Fig. 5.9. Respuesta en Frecuencia del Generador del Nudo 30. Diagrama de Bode.

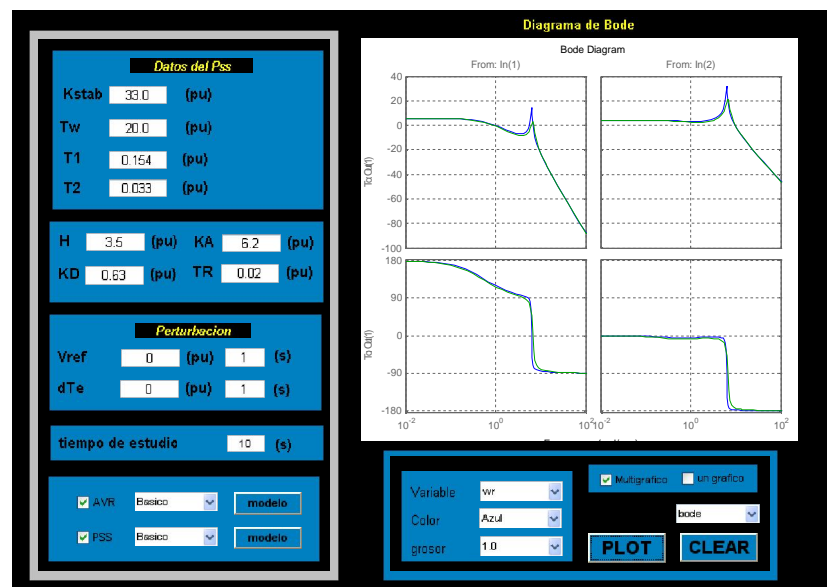


Fig. 5.10. Respuesta en Frecuencia del Generador del Nudo 31. Diagrama de Bode.

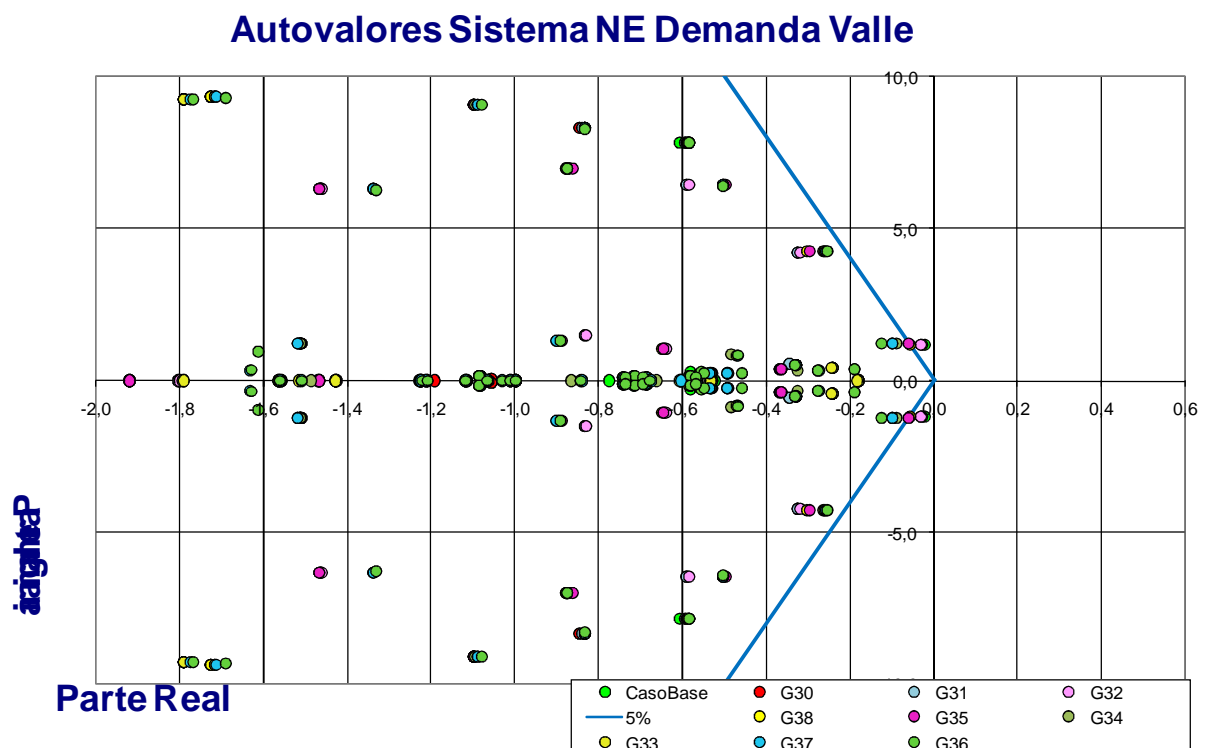
Para asegurar la amortiguación sobre el rango de frecuencia más amplio, las constantes de tiempo  $T_W$ ,  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$  y  $T_4$ , deben establecerse para compensar el retardo de fase asociado con la instalación, de tal forma que el retardo de fase neto sea igual o menor de 90° para la más amplia gama de frecuencias posible.

Si se observan las gráficas anteriores, se comprueba que las características de fase coinciden muy bien sobre el rango de frecuencias seleccionado para la amortiguación del modo local.

### 3. Coordinación de los Estabilizadores de Potencia:

Una vez calculados los parámetros característicos de los PSS es decir, una vez sintonizados, se instala el primer PSS en el sistema y se recalculan los autovalores. A continuación se instala el segundo PSS y se vuelven a calcular los autovalores del sistema, y así sucesivamente hasta que se introducen todos los PSS sintonizados en el sistema. Una vez instalados, se comprueba que se reduce la oscilación del modo poco amortiguado existente.

Si existen autovalores que no cumplen con el amortiguamiento requerido sólo se calcula el Factor de Participación para identificar qué variable contribuye al modo, y se modifica la ganancia del estabilizador instalado en ese generador por Ensayo y Error hasta amortiguarlo.



**Fig. 5.11.** Coordinación de todos los PSS

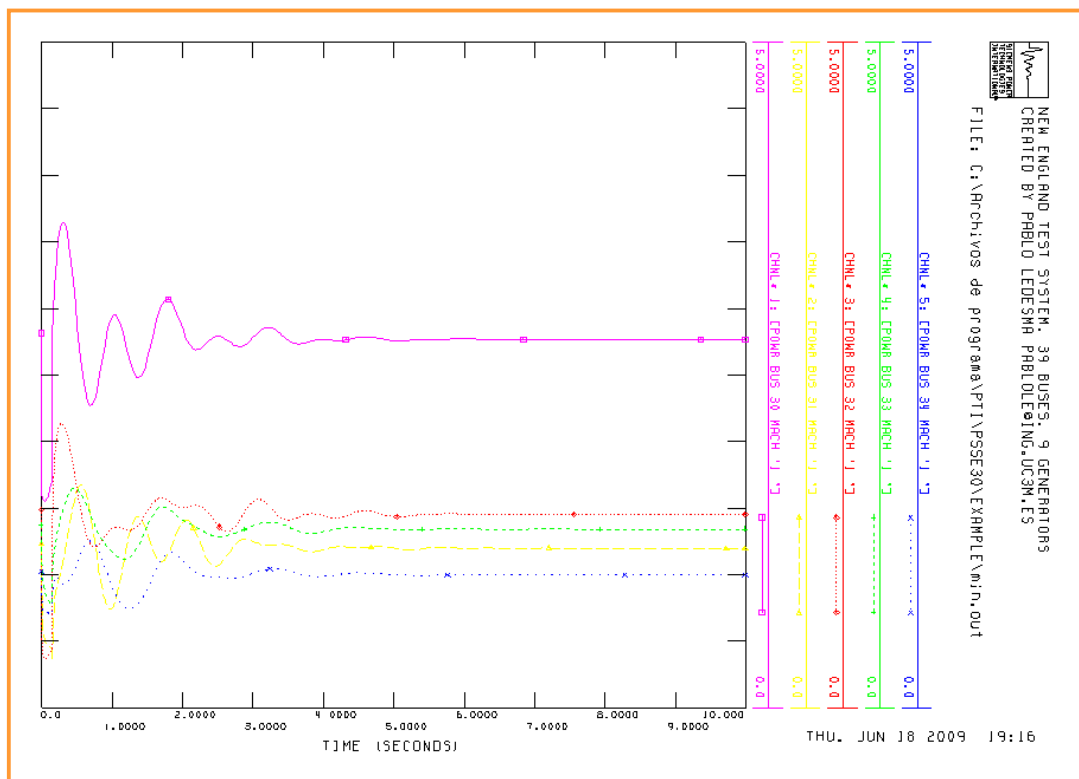


La **Fig. 5.11.** muestra los autovalores del sistema con el efecto de todos los PSS introducidos. Se observa que con la coordinación de los estabilizadores se consigue una amortiguación progresiva del modo local existente en Demanda Valle, estabilizando el sistema y cumpliendo con los requisitos de amortiguamiento propuestos.

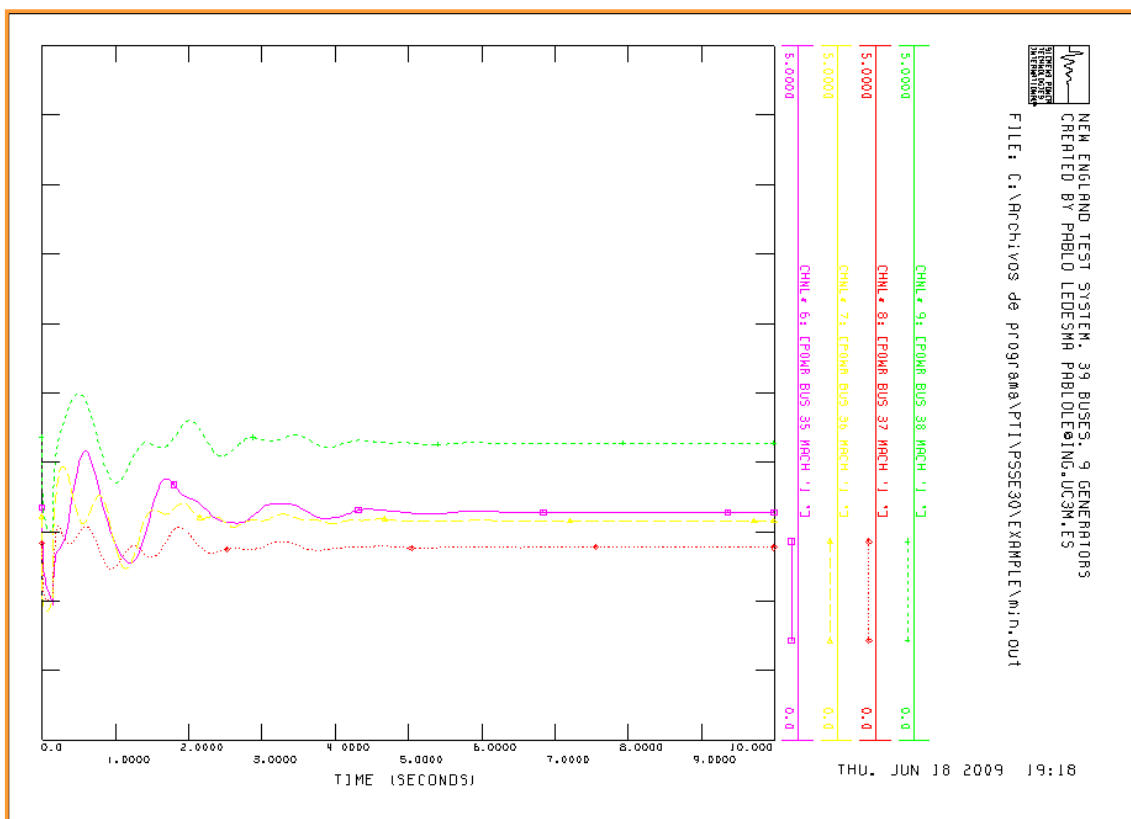
## 5.2 Estabilidad transitoria con PSS

Comprobado el efecto de las oscilaciones que experimentaría el sistema de estudio tras una perturbación en el Nudo 4, a continuación se realiza un análisis a la estabilidad transitoria en el sistema tras la instalación de todos los PSS sintonizados y coordinados en el caso intacto de Demanda Valle, antes de producir la perturbación al sistema.

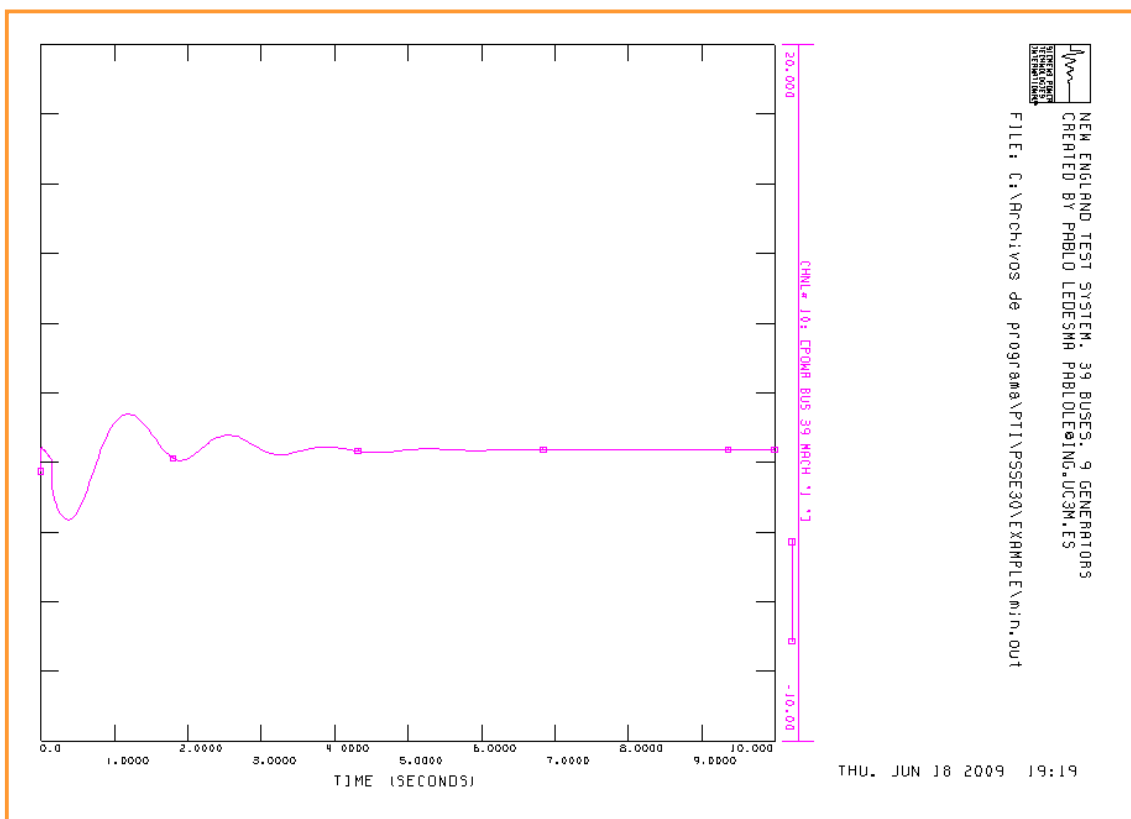
Cuando el sistema experimenta una perturbación en las condiciones de carga planteadas, y con una instalación de PSS en todos sus generadores, la respuesta del sistema ante esta falta, en gran señal, se puede observar en las figuras siguientes:



**Fig.5.12.:** Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 30, 31, 32, 33, 34 para Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, con PSS



**Fig.5.13.:** Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 35, 36, 37, 38 para Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, con PSS



**Fig.5.14.:** Gráfico de Conexión entre Áreas para Demanda Valle, Falta en el Nudo 4, con PSS

Se observa en estas figuras cómo, tras producirse la perturbación, cada estabilizador instalado ejerce una amortiguación sobre las oscilaciones que afectan a cada generador, mejorando la estabilidad global del sistema, y reduciendo rápidamente las oscilaciones resultantes.

De igual forma, al mejorar la amortiguación de estas oscilaciones locales, es posible influir de alguna manera sobre la amortiguación de las oscilaciones entre áreas, como se comprueba en el gráfico de conexión del sistema con la barra oscilante o generador 39.

### **5.3. Análisis del Funcionamiento de los Estabilizadores de Potencia en distintas Condiciones de Carga**

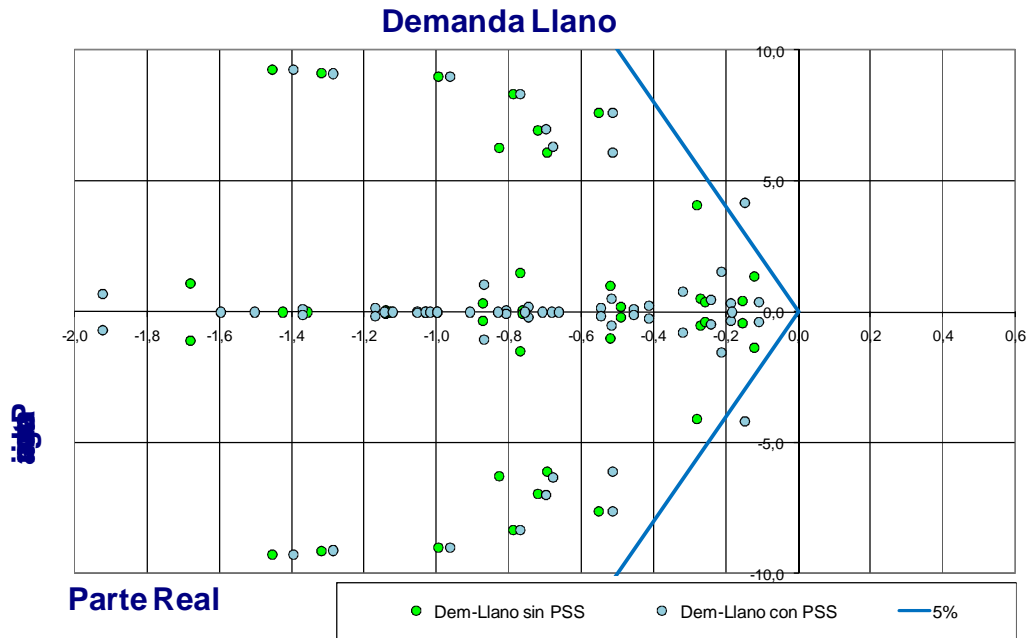
Tras la aplicación de la metodología desarrollada, se han conseguido sintonizar y coordinar los estabilizadores de potencia instalados en los generadores del sistema de estudio, y amortiguar el modo de oscilación local poco amortiguado identificado en Demanda Valle.

En este punto el objetivo marcado es comprobar si esta sintonización puede ser correcta igualmente bajo otras condiciones de carga del sistema, y en otros puntos de operación.

Así, tomando como referencia la condición de carga en Demanda Valle:

- Se comprueba que bajo estas condiciones de operación, el sistema, analizado en el Capítulo 4, es estable con todos los modos de oscilación amortiguados.
- Se observa el efecto de instalar todos los estabilizadores en los generadores del sistema para Demanda Valle
- Se analiza la respuesta del sistema en Gran Señal a una perturbación con todos los PSS instalados en el sistema.

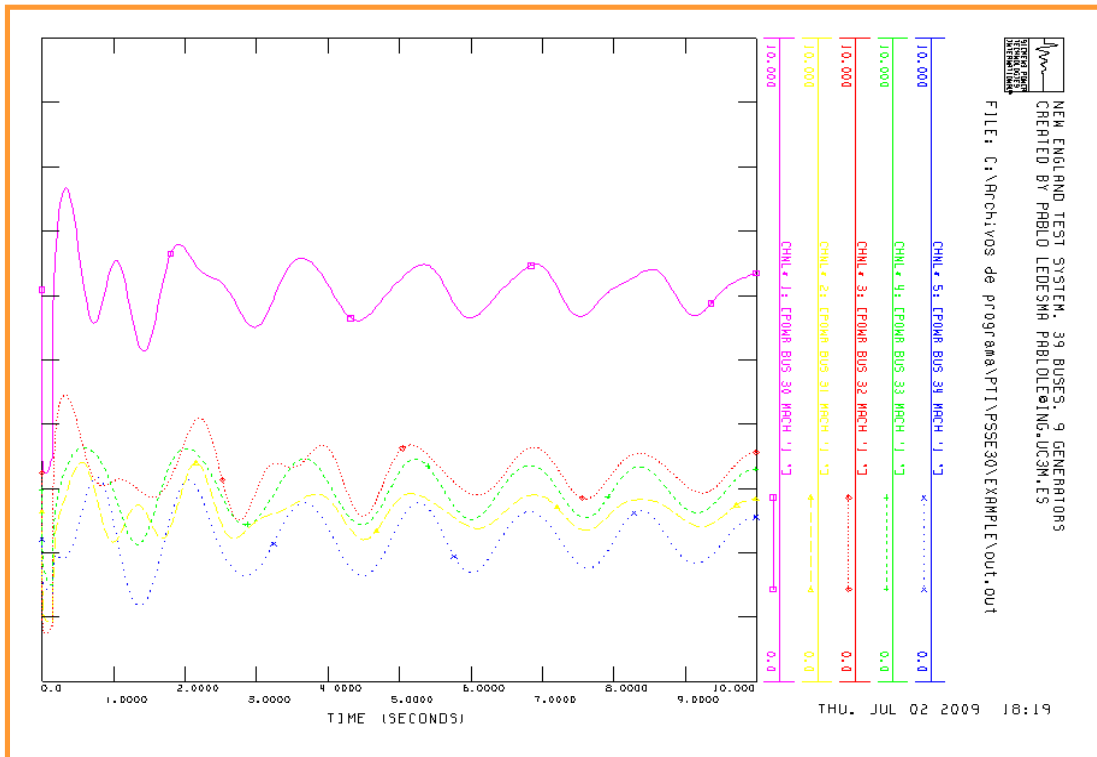
Si se realiza un estudio de los autovalores del sistema tras la instalación de todos los PSS sintonizados, el efecto producido sobre las oscilaciones del sistema en condiciones de carga Demanda Llano se representa en la **Fig. 5.15**:



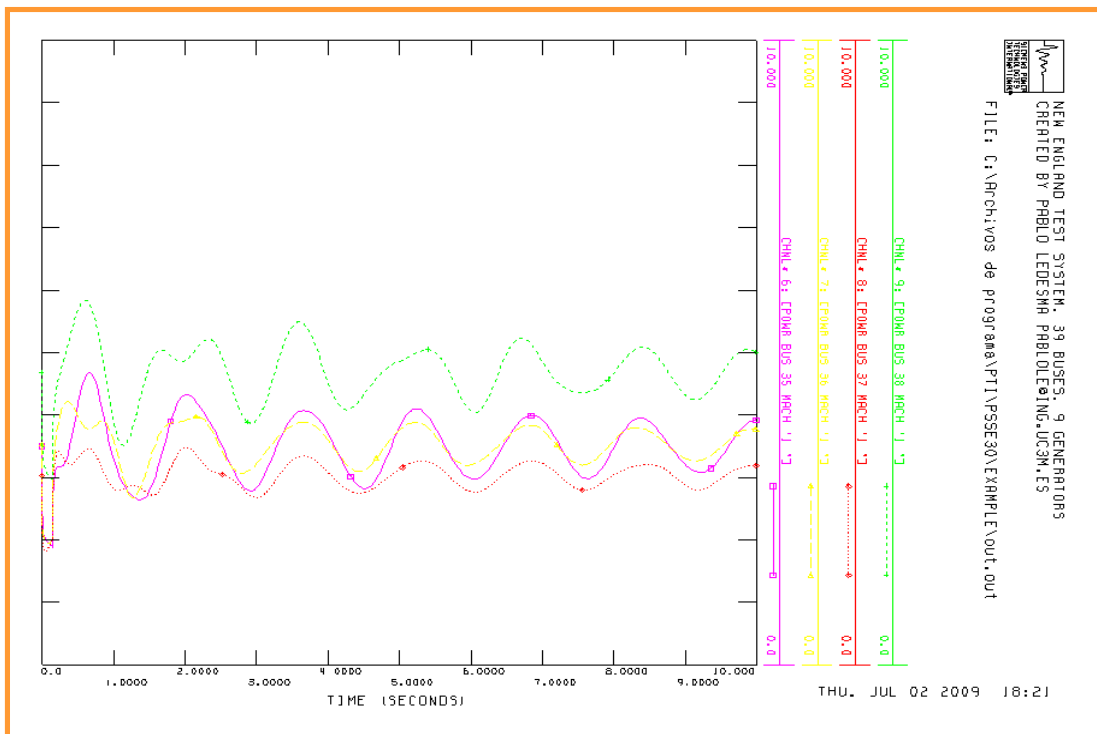
**Fig.5.15.** Oscilaciones Demanda Llano, análisis con PSS

El gráfico muestra que, al realizar una aplicación de estabilizadores de potencia en los generadores del sistema en condiciones de carga para las que el sistema ya era amortiguado, se produce un efecto adverso, es decir, aparece un modo de oscilación poco amortiguado debido al efecto de las ganancias de los estabilizadores, que podría llevar al sistema a la inestabilidad.

Si se realiza un análisis a la respuesta del sistema ante una perturbación, el efecto producido por la acción de los estabilizadores en el sistema se muestra en los siguientes gráficos, donde se comprueba que las potencias de salida de los generadores experimentan oscilaciones, afectadas por la actuación negativa de los estabilizadores.

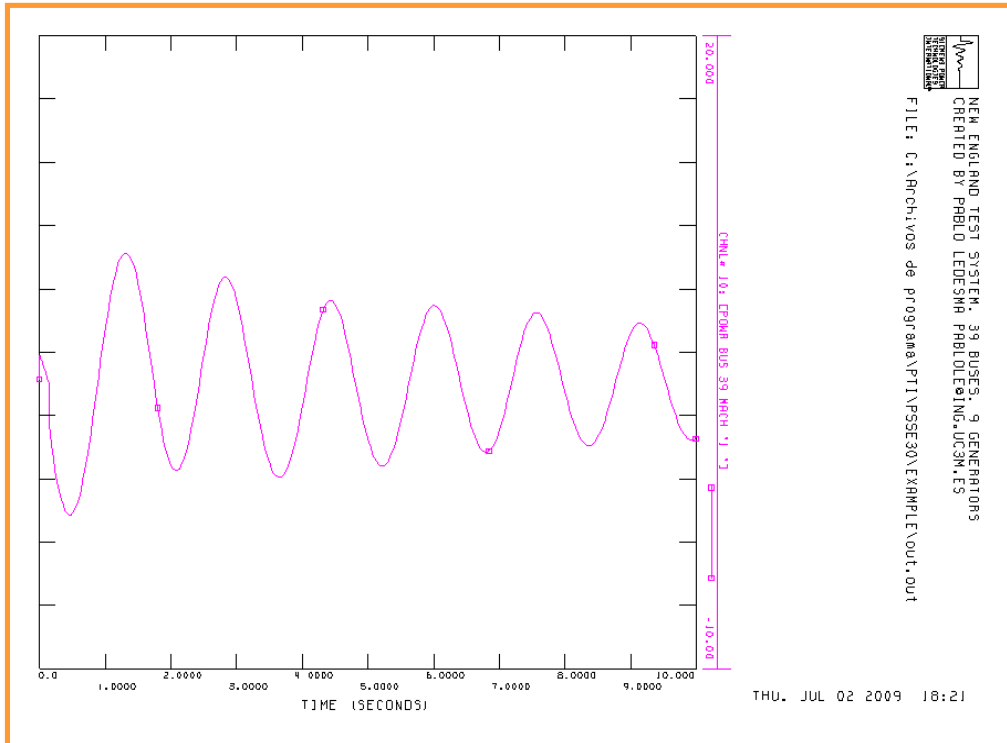


**Fig.5.16.:** Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 30, 31, 32, 33, 34 para Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, con PSS



**Fig.5.17.:** Gráfico de Potencias de Salida en los Generadores de los Nudos 35, 36, 37, 38 para Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, con PSS

De la misma manera, la conexión entre áreas del sistema de estudio con respecto a la barra oscilante se ve afectada por las oscilaciones resultantes del efecto de ingresar los estabilizadores en un sistema amortiguado, como muestra la **Fig. 5.18.:**



**Fig.5.18.:** Gráfico de Conexión entre Áreas para Demanda Llano, Falta en el Nudo 4, con PSS

Esto significa que la sintonización realizada para el punto de operación demanda valle no es válida para la operación en demanda llano, por lo que sería necesario realizar una nueva sintonización para estas condiciones de carga.

## 6. Conclusiones.

### 6.1. Conclusiones Relativas a la Sintonización de Estabilizadores.

- En el análisis de estabilidad en pequeña señal del sistema de 345 kV modificado se han encontrado tres modos de oscilación correspondientes a los autovalores 9, 21 y 25 con sus pares conjugados respectivos. Entre ellos, el modo 21 es inestable.
- Para amortiguar el modo local poco amortiguado correspondiente al autovalor 25 se han instalado estabilizadores de potencia en todos los generadores del sistema, debido a que ofrecen una gran eficiencia a un coste reducido.
- La entrada del PSS escogida para amortiguar este modo local ha sido la variación de velocidad ( $\Delta\omega$ ), debido a que este tipo de estabilizador es el más recomendado para la amortiguación de modos locales. Se ha escogido además un estabilizador de entrada única por este mismo motivo.
- Es necesario realizar una correcta sintonización y coordinación de los estabilizadores de potencia para conseguir los objetivos de amortiguamiento propuestos (amortiguamiento  $>5\%$ ). Para ello, se aplica una metodología que consiste en el cálculo de los parámetros característicos de cada estabilizador de manera independiente, y comprobar su funcionamiento en el sistema de forma global.
- Se demuestra así que es posible la amortiguación de oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia con la instalación de dispositivos PSS en los generadores de sistemas muy grandes.
- A través de la instalación de estabilizadores de potencia es posible amortiguar oscilaciones correspondientes a modos locales, e influir en pequeña proporción sobre los modos entre-áreas, porque su aplicación mejora la amortiguación global del sistema. Las simulaciones muestran que el sistema contribuye sensiblemente a la atenuación de las oscilaciones de potencia entre el sistema de estudio (Sistema New England) o área 1 y el Generador 9, configurado como barra oscilante, o área 2.
- La sintonización realizada funciona para un punto de operación y variaciones muy pequeñas alrededor de él, pero no necesariamente para el resto de

condiciones de carga del sistema. Es necesario realizar una sintonización distinta para cada punto de operación.

- El sistema propuesto mejora el comportamiento dinámico del sistema después de una perturbación severa, por lo que puede considerarse su implantación como un requerimiento más de los dispositivos de control del sistema, junto con los reguladores automáticos de tensión.

## **6.2. Aportaciones Originales.**

- Modificaciones al Sistema New England para poder utilizarlo en estudios de pequeña señal. Las modificaciones más importantes son: aplicación de estabilizadores de potencia en generadores elegidos estratégicamente, selección de modelos de carga para incrementar el realismo de las simulaciones, selección de modelos de sistemas de excitación y reguladores de velocidad para utilizar la librería del PSS/E.
- Aplicación de una metodología para amortiguar oscilaciones en sistemas poco amortiguados con estabilizadores de potencia, que consiste en calcular sus parámetros característicos de manera independiente.

## **6.3. Sugerencias para Trabajos Futuros.**

- Predicción de los autovalores a través de redes neuronales, detectando los diferentes tipos de bifurcaciones y resonancias.
- Utilización de una metodología para la ubicación óptima de estabilizadores de potencia utilizando la técnica de análisis de residuos y descomposición modal.
- Coordinación y sintonización de estabilizadores de potencia utilizando inteligencia artificial y análisis de residuos.
- Resintonización en tiempo real de estabilizadores utilizando descomposición modal e inteligencia artificial.



## APÉNDICES

### A. Modelo del Sistema New England en PSS/E

#### A.1. Datos Estáticos del Sistema New England (.raw)

0, 100.00 / PSS/E-29.4 THU, APR 19 2007 22:38

NEW ENGLAND TEST SYSTEM, 39 BUSES, 9 GENERATORS

1, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.02770, -4.2927, 1  
2, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.03304, 6.8262, 1  
3, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.00948, 6.0350, 1  
4, ', 1.0000, 1, 0.000, 100.000, 1, 1, 0.98144, 5.2940, 1  
5, ', 1.0000, 1, 0.000, 200.000, 1, 1, 0.97199, 5.1902, 1  
6, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.97497, 5.9755, 1  
7, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.91612, 2.7863, 1  
8, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.92980, 1.6504, 1  
9, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.99394, -6.2031, 1  
10, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.99474, 9.7351, 1  
11, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.98653, 8.4873, 1  
12, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.97500, 8.8771, 1  
13, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.99153, 9.4015, 1  
14, ', 1.0000, 2, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.98826, 8.7216, 1  
15, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.98644, 9.8214, 1  
16, ', 1.0000, 2, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.00154, 11.9713, 1  
17, ', 1.0000, 2, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.00792, 10.2354, 1  
18, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.00650, 8.1822, 1  
19, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.03871, 16.6958, 1  
20, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 0.98479, 15.2459, 1  
21, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.01047, 14.4703, 1  
22, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.03839, 19.0306, 1  
23, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.03299, 18.8285, 1  
24, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.00976, 12.0902, 1  
25, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.04943, 8.8340, 1  
26, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.03529, 9.8250, 1  
27, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.01698, 8.8057, 1  
28, ', 1.0000, 1, 0.000, 0.000, 1, 1, 1.03315, 13.4501, 1

29,' ', 1.0000,1, 0.000, 0.000, 1, 1,1.03324, 16.2979, 1  
 30,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,1.04750, 9.2828, 1  
 31,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,1.02000, 13.3033, 1  
 32,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,0.98310, 17.9126, 1  
 33,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,0.99720, 21.9390, 1  
 34,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,1.01230, 20.4506, 1  
 35,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,1.04930, 24.0469, 1  
 36,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,1.06350, 26.7594, 1  
 37,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,1.02780, 15.6597, 1  
 38,' ', 1.0000,2, 0.000, 0.000, 1, 1,1.02650, 23.4282, 1  
 39,' ', 1.0000,3, 0.000, 0.000, 1, 1,1.03000, -10.9600, 1  
 0 / END OF BUS DATA, BEGIN LOAD DATA  
 1,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 2,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 3,'1 ',1, 1, 1, 322.000, 2.400, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 4,'1 ',1, 1, 1, 500.000, 184.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 5,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 6,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 7,'1 ',1, 1, 1, 233.800, 840.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 8,'1 ',1, 1, 1, 522.000, 176.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 9,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 10,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 11,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 12,'1 ',1, 1, 1, 8.500, 88.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 13,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 14,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 15,'1 ',1, 1, 1, 320.000, 153.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 16,'1 ',1, 1, 1, 329.400, 323.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 17,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 18,'1 ',1, 1, 1, 158.000, 30.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 19,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 20,'1 ',1, 1, 1, 680.000, 103.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 21,'1 ',1, 1, 1, 274.000, 115.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 22,'1 ',1, 1, 1, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 23,'1 ',1, 1, 1, 247.500, 84.600, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 24,'1 ',1, 1, 1, 308.600, -92.200, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 25,'1 ',1, 1, 1, 224.000, 47.200, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1

26,'1 ',1, 1, 1, 139.000, 17.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 27,'1 ',1, 1, 1, 281.000, 75.500, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 28,'1 ',1, 1, 1, 206.000, 27.600, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 29,'1 ',1, 1, 1, 283.500, 126.900, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 31,'1 ',1, 1, 1, 9.200, 4.600, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 39,'1 ',1, 1, 1, 1104.000, 250.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1  
 0 / END OF LOAD DATA, BEGIN GENERATOR DATA  
 14,'1 ', 250.000, 0.000, 0.000, 0.000,1.00000, 0, 300.000, 0.00000, 1.00000, 0.00000,  
 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000, 1,1.0000  
 16,'1 ', 250.000, 0.000, 0.000, 0.000,1.00000, 0, 300.000, 0.00000, 1.00000, 0.00000,  
 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000, 1,1.0000  
 17,'1 ', 250.000, 0.000, 0.000, 0.000,1.00000, 0, 300.000, 0.00000, 1.00000, 0.00000,  
 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000, 1,1.0000  
 30,'1 ', 250.000, 234.876, 800.000, -500.000,1.04750, 0, 1000.000, 0.00140, 0.20000, 0.00000,  
 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000  
 31,'1 ', 572.930, 758.622, 800.000, -500.000,1.02000, 0, 1000.000, 0.02700, 0.20000, 0.00000,  
 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000  
 32,'1 ', 650.000, 309.153, 800.000, -500.000,0.98310, 0, 1000.000, 0.00386, 0.20000, 0.00000,  
 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000  
 33,'1 ', 632.000, 183.044, 800.000, -500.000,0.99720, 0, 1000.000, 0.00222, 0.20000, 0.00000,  
 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000  
 34,'1 ', 508.000, 201.330, 400.000, -300.000,1.01230, 0, 1000.000, 0.00140, 0.20000, 0.00000,  
 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000  
 35,'1 ', 650.000, 294.343, 800.000, -500.000,1.04930, 0, 1000.000, 0.06150, 0.20000, 0.00000,  
 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000  
 36,'1 ', 560.000, 147.639, 800.000, -500.000,1.06350, 0, 1000.000, 0.00268, 0.20000, 0.00000,  
 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000  
 37,'1 ', 540.000, 35.737, 800.000, -500.000,1.02780, 0, 1000.000, 0.00686, 0.20000, 0.00000,  
 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000  
 38,'1 ', 830.000, 130.203, 800.000, -500.000,1.02650, 0, 1000.000, 0.00300, 0.20000, 0.00000,  
 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000  
 39,'1 ', 282.151, 380.221, 1500.000, -1000.000,1.03000, 0, 1000.000, 0.00100, 0.02000,  
 0.00000, 0.00000,1.00000,1, 100.0, 9999.900, 0.000, 1,1.0000  
 0 / END OF GENERATOR DATA, BEGIN BRANCH DATA  
 1, 2,'1 ', 0.00350, 0.04110, 0.69870, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000

1, 39,'1 ', 0.00100, 0.02500, 0.75000, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 2, 3,'1 ', 0.00130, 0.01510, 0.25720, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 2, 25,'1 ', 0.00700, 0.00860, 0.14600, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 3, 4,'1 ', 0.00130, 0.02130, 0.22140, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 3, 18,'1 ', 0.00110, 0.01330, 0.21380, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 4, 5,'1 ', 0.00080, 0.01280, 0.13420, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 4, 14,'1 ', 0.00080, 0.01290, 0.13820, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 5, -6,'1 ', 0.00020, 0.00260, 0.04340, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 5, 8,'1 ', 0.00080, 0.01120, 0.14760, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 6, 7,'1 ', 0.00060, 0.00920, 0.11300, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 6, 11,'1 ', 0.00070, 0.00820, 0.13890, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 7, 8,'1 ', 0.00040, 0.00460, 0.07800, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 8, 9,'1 ', 0.00230, 0.03630, 0.38040, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 9, 39,'1 ', 0.00100, 0.02500, 1.20000, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 10, 11,'1 ', 0.00040, 0.00430, 0.07290, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 10, 13,'1 ', 0.00040, 0.00430, 0.07290, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 13, 14,'1 ', 0.00090, 0.01010, 0.17230, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 14, 15,'1 ', 0.00180, 0.02170, 0.36600, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000

15, 16,'1 ', 0.00090, 0.00940, 0.17100, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 16, 17,'1 ', 0.00070, 0.00890, 0.13420, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 16, 19,'1 ', 0.00160, 0.01950, 0.30400, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 16, 21,'1 ', 0.00080, 0.01350, 0.25480, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 16, 24,'1 ', 0.00030, 0.00590, 0.06800, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 17, 18,'1 ', 0.00070, 0.00820, 0.13190, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 17, 27,'1 ', 0.00130, 0.01730, 0.32160, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 21, 22,'1 ', 0.00080, 0.01400, 0.25650, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 22, 23,'1 ', 0.00060, 0.00960, 0.18460, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 23, 24,'1 ', 0.00220, 0.03500, 0.36100, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 25, 26,'1 ', 0.00320, 0.03230, 0.51300, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 26, 27,'1 ', 0.00140, 0.01470, 0.23960, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 26, 28,'1 ', 0.00430, 0.04740, 0.78020, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 26, 29,'1 ', 0.00570, 0.06250, 1.02900, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 28, 29,'1 ', 0.00140, 0.01510, 0.24900, 0.00, 0.00, 1.00, 0.00000, 0.00000, 0.00000, 0.00000,1,  
 0.00, 1,1.0000  
 0 / END OF BRANCH DATA, BEGIN TRANSFORMER DATA  
 2, 30, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' ',1, 1,1.0000  
 0.00000, 0.01810, 100.00  
 1.02500, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000,  
 0.00000  
 1.00000, 0.000  
 31, 6, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' ',1, 1,1.0000

0.00000, 0.02500, 100.00  
 0.90000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 6, 1.20000, 0.80000, 1.17000, 0.98000, 8, 0, 0.00000,  
 0.00000  
 1.00000, 0.000  
 10, 32, 0,'1','1,1,1, 0.00000, 0.00000,2','1, 1,1.0000  
 0.00000, 0.02000, 100.00  
 1.07000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000,  
 0.00000  
 1.00000, 0.000  
 12, 11, 0,'1','1,1,1, 0.00000, 0.00000,2','1, 1,1.0000  
 0.00160, 0.04350, 100.00  
 1.00600, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000,  
 0.00000  
 1.00000, 0.000  
 12, 13, 0,'1','1,1,1, 0.00000, 0.00000,2','1, 1,1.0000  
 0.00160, 0.04350, 100.00  
 1.00600, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000,  
 0.00000  
 1.00000, 0.000  
 19, 20, 0,'1','1,1,1, 0.00000, 0.00000,2','1, 1,1.0000  
 0.00070, 0.01380, 100.00  
 1.06000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000,  
 0.00000  
 1.00000, 0.000  
 19, 33, 0,'1','1,1,1, 0.00000, 0.00000,2','1, 1,1.0000  
 0.00070, 0.01420, 100.00  
 1.07000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000,  
 0.00000  
 1.00000, 0.000  
 20, 34, 0,'1','1,1,1, 0.00000, 0.00000,2','1, 1,1.0000  
 0.00090, 0.01800, 100.00  
 1.00900, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000,  
 0.00000  
 1.00000, 0.000  
 22, 35, 0,'1','1,1,1, 0.00000, 0.00000,2','1, 1,1.0000  
 0.00000, 0.01430, 100.00

1.02500, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000,  
 0.00000  
 1.00000, 0.000  
 23, 36, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' ',1, 1,1.0000  
 0.00050, 0.02720, 100.00  
 1.00000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000,  
 0.00000  
 1.00000, 0.000  
 25, 37, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' ',1, 1,1.0000  
 0.00060, 0.02320, 100.00  
 1.02500, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000,  
 0.00000  
 1.00000, 0.000  
 29, 38, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000, 0.00000,2,' ',1, 1,1.0000  
 0.00080, 0.01560, 100.00  
 1.02500, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.20000, 0.80000, 1.20000, 0.80000, 8, 0, 0.00000,  
 0.00000  
 1.00000, 0.000  
 0 / END OF TRANSFORMER DATA, BEGIN AREA DATA  
 0 / END OF AREA DATA, BEGIN TWO-TERMINAL DC DATA  
 0 / END OF TWO-TERMINAL DC DATA, BEGIN VSC DC LINE DATA  
 0 / END OF VSC DC LINE DATA, BEGIN SWITCHED SHUNT DATA  
 0 / END OF SWITCHED SHUNT DATA, BEGIN IMPEDANCE CORRECTION DATA  
 0 / END OF IMPEDANCE CORRECTION DATA, BEGIN MULTI-TERMINAL DC DATA  
 0 / END OF MULTI-TERMINAL DC DATA, BEGIN MULTI-SECTION LINE DATA  
 0 / END OF MULTI-SECTION LINE DATA, BEGIN ZONE DATA  
 0 / END OF ZONE DATA, BEGIN INTER-AREA TRANSFER DATA  
 0 / END OF INTER-AREA TRANSFER DATA, BEGIN OWNER DATA  
 0 / END OF OWNER DATA, BEGIN FACTS DEVICE DATA  
 0 / END OF FACTS DEVICE DATA

## A.2. Datos Dinámicos del Sistema New England (.dyr)

30 'GENROU' 1 10.20 0.03 1.500 0.04 4.200 0.0 1.000 0.690 0.310 0.310 0.2 0.125 0.0 0.0 /  
31 'GENROU' 1 6.560 0.03 1.500 0.04 3.030 0.0 2.950 2.820 0.697 0.697 0.2 0.350 0.0 0.0 /  
32 'GENROU' 1 5.700 0.03 1.500 0.04 3.580 0.0 2.495 2.370 0.531 0.531 0.2 0.304 0.0 0.0 /  
33 'GENROU' 1 5.690 0.03 1.500 0.04 2.860 0.0 2.620 2.580 0.436 0.436 0.2 0.295 0.0 0.0 /  
34 'GENROU' 1 5.400 0.03 0.440 0.04 2.600 0.0 6.700 6.200 1.320 1.320 0.2 0.540 0.0 0.0 /  
35 'GENROU' 1 7.300 0.03 0.400 0.04 3.480 0.0 2.540 2.410 0.500 0.500 0.2 0.224 0.0 0.0 /  
36 'GENROU' 1 5.660 0.03 1.500 0.04 2.640 0.0 2.950 2.920 0.490 0.490 0.2 0.322 0.0 0.0 /  
37 'GENROU' 1 6.700 0.03 0.410 0.04 2.430 0.0 2.900 2.800 0.570 0.570 0.2 0.280 0.0 0.0 /  
38 'GENROU' 1 4.790 0.03 1.960 0.04 3.450 0.0 2.106 2.050 0.570 0.570 0.2 0.298 0.0 0.0 /  
39 'GENROU' 1 7.000 0.03 0.700 0.04 50.00 0.0 0.200 0.190 0.060 0.060 0.02 0.030 0.0 0.0 /  
30 'ESDC1A' 1 0 5.00 0.060 0.0 0.0 5.0 -5.0 -0.05 0.25 0.04 1.00 0.0 1.7 0.5 3 2.0 /  
31 'ESDC1A' 1 0 6.20 0.050 0.0 0.0 5.0 -5.0 0.63 0.410 0.06 0.50 0.0 3 0.66 4 0.88 /  
32 'ESDC1A' 1 0 5.00 0.060 0.0 0.0 5.0 -5.0 -0.02 0.500 0.08 1.00 0.0 3 0.13 4 0.34 /  
33 'ESDC1A' 1 0 5.00 0.060 0.0 0.0 5.0 -5.0 -0.05 0.500 0.08 1.00 0.0 3 0.08 4 0.31 /  
34 'ESDC1A' 1 0 40.00 0.020 0.0 0.0 10.0 -10.0 -0.04 0.785 0.03 1.00 0.0 3 0.03 4 0.91 /  
35 'ESDC1A' 1 0 5.00 0.020 0.0 0.0 5.0 -5.0 1.00 0.471 0.08 1.25 0.0 3 0.08 4 0.25 /  
36 'ESDC1A' 1 0 40.00 0.020 0.0 0.0 6.5 -6.5 1.00 0.730 0.03 1.00 0.0 3 0.03 4 0.74 /  
37 'ESDC1A' 1 0 5.00 0.020 0.0 0.0 5.0 -5.0 -0.05 0.528 0.09 1.26 0.0 3 0.09 4 0.28 /  
38 'ESDC1A' 1 0 40.00 0.020 0.0 0.0 10.5 -10.5 1.00 1.400 0.03 1.00 0.0 3 0.03 4 0.85 /  
39 'TGOV1' 1 0.5E-01 0.5E-01 1.05 0.3 1.0 1.0 0.0 /



## B. Algoritmo implementado en Matlab

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% A function to calculate the parameters of two lead-lag filters
% for compensating the phase of a transfer function.
%
% Output: sys_ll, a transfer function of two lead-lag filters
%
% Input: sys_org, the transfer function to match phase for
%        init, a vector of initial values for parameters
%        limmin and limmax, vectors of limits for parameters
%        fmin and fmax, frequency range to match for
%        phi, how many degrees to undercompensate for
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
function sys_ll = mylsq(sys_org,init,limmin,limmax,fmin,fmax,phi)

% Calculating the phase to be matched
[mag_org,phase_org,w] = bode(sys_org,{fmin*2*pi,fmax*2*pi});

% Matching the phase
[theta,wval,resnom] =
    lsqcurvefit(@pss,init,w,phase_org(1,:)+phi,limmin,limmax);

% Print out the parameters
theta

% Forming the mathced transfer function
num = conv([theta(1) 1],[theta(3) 1]);
den = conv([theta(2) 1],[theta(4) 1]);
sys_ll = tf(num,den);

% The function to match phase, passed to lsqcurvefit
function phase = pss(theta,w)
sys_ll1 = tf([theta(1) 1],[theta(2) 1]);
sys_ll2 = tf([theta(3) 1],[theta(4) 1]);
sys_ll = sys_ll1*sys_ll2;
[mag_ll phase_ll] = bode(sys_ll,w);
phase = phase_ll(1,:);
```

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Kundur, Power System Stability and Control. New York: McGraw- Hill, 1994.
- [2] IEEE/CIGRE Report, “Definition and Classification of Power System Stability”, IEEE/CIGRE Join Task Force on Stability Terms and Definitions, May 2004.
- [3] I. Dobson, ‘Strong Resonance Effects in Norm Form analysis and subsynchronous resonance” Japan, August 2001.
- [4] C.F. Gallardo, “Estabilidad y Amortiguamiento de Oscilaciones en Sistemas Eléctricos con Parques Eólicos”, España, Marzo 2008.
- [5] IEEE Power Engineering Society System Oscillations working group, inter-area Oscillations in Power Systems, IEEE Publication 95 TP 101, October 1994.
- [6] IEEE Power System engineering committees Eigen analysis and frequency domain methods for system dynamic performance, IEEE Publication 90TH0292-3-PWR, 1989.
- [7] I.J. Perez-Arriaga, G.C Verghese and F.C. Schweppe, Selective modal analysis with applications to electric power systems, Part I and II, IEEE transactions on power Apparatus and Systems, vol. PAS 101, no 9, 1982, pp. 3117-3134.
- [8] K. Kim, H. Schattler, V. Venkatasubramanian, J. Zaborsky, P. Hirsch, Methods for calculating Oscillations in large power systems, IEEE Transactions on power systems, vol 12, no4, November 1997, pp. 1639-1648
- [9] Martins, N. and Lima, L.TG., ‘Determination of Suitable Locations for Power System Stabilizers and Static VAR Compensators for Damping Electromechanical Oscillations in Large Scale Power Systems, Proc. of 1989 Power Industry Computer-Application Conference, pp. 74-82, May 1989.

- [10] O. Anaya- Lara, F.M. Hughes, N Jenkins and G. Strbac. "Provision of a synchronizing power characteristic on DFIG-based wind farms", IEEE Proc.-Gener. Transm. Distri., Vol. 1, No 1, January 2007.
- [11] A.E.Hammad, "Analysis of Power System Stability Enhancement by Static Var Compensators", IEEE T-PWRS Vol. 1, No.4, Nov. 1986.
- [12] K.P. Padiyar, et al, "Damping Torque Analysis of Static Var System Controllers", IEEE T-PWRS Vol.6 No.2 May 1991.
- [13] E. Lerch, "Advanced SVC Control for Damping Power System Oscillations", IEEE T-PWRS Vol.6, No.2 May 1991.
- [14] T. Sawa, et al, "A Field Test of Power Swing Damping by Static Var Compensator", IEEE T-PWRS Vol.4, No.3, Aug. 1989.
- [15] L. Gyugyi, C.D. Schauder, S.L. Williams, T.R. Rietman, D.R. Torgerson, A.Edris, "The Unified Power Fbw Controller: A new Approaches to Power Transmission Control", IEEE Trans., Vol. PWRD-10. No.2. pp.1085-1097. April 1995.
- [16] S.A. Nabavi- Niaki, M.R. Iravani, "Investigation of Static Phase Shifter Behavior under Steady- State Conditions", Proceeding of ICEE- 94, pp. 126-134.
- [17] S.A. Nabavi- Niaki, "Optimal Control of Unified Power Flow Controller (UPFC) to Enhance power System Transient Stability", Proceeding of NAPS' 99, pp. 163-168.
- [18] F.R. Schleif, H.D. Hunkins, G.E. Martín, E. E. Hattan, "Excitation Control to Improve Power line Stability", IEEE Trans. Vol. PAS- 87, June, 1968, pp. 1426-1434.

- [19] C. Concordia, F.P. deMello, "Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control", IEEE Trans. Vol. PAS- 88, April, 1969, pp. 316-329.
- [20] J.P. Bayne, D.C. Lee, W.Watson. "A Power System Stabilizer Stabilizing Signal for Thermal Units Based on Derivation of Accelerating Power", IEEE Trans. Vol. PAS- 96, November/ December, 1977, pp. 1777-1783.
- [21] F.D. deMello, L.N. Mannett, M. Undrill, "Practical Approaches to Supplementary Stabilizing from Accelerating Power", IEEE Trans. Vol. PAS-97, September/ October, 1978, pp. 1515-1522.
- [22] P.L. Dandeno, A.N. Karas, K.R. McClymont, W. Watson, "Effect of High Speed Rectifier Excitation Systems on Generator Stability Limits," IEEE Trans., Vol. PAS-87, January 1968, pp. 190-201.
- [23] S.T. Naumann, G.L. Landgren, R.J. Jovanovich, E.V. Larsen, D.A.Swann, "Underexcited Operation and Stability Tests at the Powerton Station" Proceedings of the American Power Conference, 1979.
- [24] P.H. Beagles, E.V. Larsen, "Field Tests and Analytical Experience with Dynamic Stability of a Loosely Interconnected Power System," Paper A78 519-1, presented at IEEE PES Summer Meeting, Los Angeles, July 1978.
- [25] R.A. Lawson, D.A. Swann, G.F. Wright, "Minimization of Power System Stabilizer Torsional Interaction on Large SteamTurbine-Generators," IEEE Trans., Vol PAS-97, January/February 1978, pp. 183-190
- [26] P.H. Beagles, E.V. Larsen, "Field Test and Analytical Experience with Dynamic Stability of a Loosely Interconnected Power System", Paper A 78 519-1 presented at IEEE PES Summer Meeting, Los Angeles, July 1978.

- [27] S.T. Naumann, G.L. Landgren, R. Jovanovich, E.V. Larsen, D.A. Swann, "Underexcited Operation and Stability Tests at the Powerton Station", Proceedings of the American Power Conference, 1979
- [28] R.A. Lawson, D.A. Swann, G.F. Wright, "Minimization of Power System Stabilizer Torsional Interaction", IEEE Trans., Vol. PAS-97, Jan./ Feb. 1978, pp. 183-190
- [29] P. Kundur, D.C. Lee, H.M. Zein El-Din, "Power System Stabilizers for Thermal Units: Analytical Techniques and On-Site Validation", Paper F80227-9 presented at IEEE PES Winter Meeting, New York, Feb. 1980
- [30] J.P. Bayne, D.C. Lee, W. Watson, "A Power System Stabilizer Stabilizing Signal for Thermal Units Based Upon Derivation of Accelerating Power", IEEE Trans., Vol. PAS-96, Nov./Dec. 1977, pp. 1777-1783
- [31] F.R. Schleif, R.K. Feeley, W.H. Phillips, R.W. Torluemke, "A Power System Stabilizer Application with Local Mode Cancellation", IEEE Trans., Vol. PAS-98, May/June, pp. 1054-1060
- [32] E.L. Busby, J.D. Hurley, F.W. Keay, C. Raczkowski, "Dynamic Stability improvement at Monticello Station - Analytical Study and Field Tests", IEEE Trans., Vol. PAS-98, May/June 1979, pp. 889-901
- [33] G.S. Hope, S.T. Nichols, "Measurement of Transfer Functions of Power System Components Under Operating Conditions", IEEE Trans., Vol. PAS-96, Nov./ Dec. 1977, pp. 1798-1808
- [34] F.P. deMello, L.N. Hannett, J.M. Undrill, "Practical Approaches to Supplementary Stabilizing from Accelerating Power", IEEE Trans., Vol. PAS-97, Sept./Oct. 1978, pp. 1515-1522

- [35] Imam Robandi And Adi Soeprijanto, A Frequency Performance Improvement Using Optimal PI-Controller on Power System, Proc. of **SSTE-11**, Semarang, Indonesia, Oct. 2001.
- [36] Jawad Talaq And Fadel Al-Basri: “Adaptive-Fuzzy Gain Scheduling for Load Frequency Control”, IEEE Transaction on Power System, Vol.14, No.1, February 1999, pp.145-150.